



Usages de batteries lithium-ion comme fonction de stockage de l'électricité à la convergence des besoins énergétiques de l'habitat solaire et du transport électrique

Camile Grosjean

► To cite this version:

Camile Grosjean. Usages de batteries lithium-ion comme fonction de stockage de l'électricité à la convergence des besoins énergétiques de l'habitat solaire et du transport électrique. Génie des procédés. Université Pascal Paoli, 2012. Français. NNT: . tel-00802060

HAL Id: tel-00802060

<https://theses.hal.science/tel-00802060>

Submitted on 19 Mar 2013

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



UNIVERSITE DE CORSE-PASCAL PAOLI
ECOLE DOCTORALE ENVIRONNEMENT ET SOCIETE
Laboratoire SPE UMR CNRS 6134



Thèse présentée pour l'obtention du grade de
DOCTEUR EN MECANIQUE DES FLUIDES, ENERGETIQUE,
THERMIQUE, COMBUSTION, ACOUSTIQUE
Mention : ENERGETIQUE ET GENIE DES PROCEDES

Soutenue publiquement par

Camille GROSJEAN

le 17 Décembre 2012

**Usages de batteries lithium-ion comme fonction de stockage
d'électricité à la convergence des besoins énergétiques
de l'habitat solaire et du transport électrique**

Directeurs :

M. Philippe POGGI, Professeur, Université de Corse
Mme Marion PERRIN, Ingénieur-Chercheur, CEA-LITEN-INES

Rapporteurs :

Mme Corinne ALONSO, Professeure, Université de Toulouse
M. Christian GLAIZE, Professeur, Université de Montpellier 2

Jury :

Mme Corinne ALONSO, Professeure, Université de Toulouse
M. Christian GLAIZE, Professeur, Université Montpellier 2
M. Marc MUSELLI, Professeur, Université de Corse
Mme Marion PERRIN, Ingénieur-Chercheur, CEA-LITEN-INES
M. Philippe POGGI, Professeur, Université de Corse

Cette thèse a été réalisée à l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES), au sein du Laboratoire du Stockage de l'Électricité (LSE), rattaché au Département des Technologies Solaires (DTS) :

**INES, DTS/LSE – Savoie Technolac
50 Avenue du Lac Léman- BP 332
73370 Le Bourget du Lac Cedex 1
FRANCE**

Ce département dépend administrativement de la superstructure du Laboratoire d'Innovation pour les Technologies des Énergies nouvelles et les Nanomatériaux (LITEN), intégré au CEA Grenoble :

**CEA Grenoble, DRT/LITEN
17, rue des Martyrs
38054 Grenoble Cedex 9
FRANCE**

Le CEA Grenoble est lui-même rattaché à la Direction de la Recherche Technologique (DRT) du Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives (CEA), un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) dont le siège est localisé à Paris :

**CEA Siège – Bâtiment Le Ponant D
25 Rue Leblanc
75015 Paris
FRANCE**

À mon grand-père, Roger Grosjean (1930-1996).
Car par ton intelligence singulière et le brillant parcours qu'elle a pu garantir,
tu as tracé la destinée prospère de notre famille et des générations à venir.

À Alicia Marin Libreros (1982-2012), disparue trop tôt.
Car par ta gentillesse et ton humour, ton allégresse et ton amour instillés alentours,
tu as illuminé la vie de tes proches et amis dont j'eus la chance et l'honneur de faire partie.

À Filou...

AVANT-PROPOS

Cette thèse est née d'un attrait certain pour la recherche dont les prémisses et les contours se sont dessinés à la réalisation d'un stage de 2^{ème} année d'école d'ingénieurs à l'INES en 2007. Axé sur l'inventaire et la comparaison technico-économique de systèmes de stockage d'énergie envisageables pour le solaire photovoltaïque connecté réseau avec un focus particulier sur la batterie lithium-ion, ce stage d'un peu moins de 4 mois était encadré par **Florence Lambert-Mattera**, alors chef de l'équipe Stockage du Laboratoire des Systèmes Solaires (L2S) dirigé par Jens Merten. À l'époque, l'INES se réduisait au bâtiment Lynx 1, assemblage préfabriqué modeste mais dont l'aura grandissait déjà dans la région et à l'étranger grâce au travail d'une trentaine de chercheurs, techniciens et collaborateurs appartenant aux 4 laboratoires du DTS. Né en 2006 du vœu de créer un centre de recherche solaire près de Bourgoin-Jallieu, siège d'un Photowatt alors leader du marché, le projet INES est devenu depuis une réalité bien tangible qui a crû aussi fortement que le marché global du solaire : désormais, plus de 300 collaborateurs travaillent dans 8 laboratoires répartis dans des bâtiments flambant neuf.

Ce stage m'a permis de découvrir les tenants et aboutissants de la R&D des domaines du solaire et du stockage de l'énergie, dévoilant les facettes d'un travail de chercheur pour lesquels j'ai pu me trouver des qualités relatives et ressentir des affinités certaines. Capitalisant sur ce nouvel engouement aux dépens du milieu industriel pour lequel je me destinais initialement, j'ai ensuite réalisé un projet de fin d'études et stage de master de recherche sur ce même sujet des batteries lithium-ion, cette fois dans l'entreprise SAFT à Bordeaux. Avant même la fin de ce stage, nous convenions avec Florence que je réaliserais une thèse à l'INES sur le présent sujet, à mi-chemin entre véhicule électrique et solaire photovoltaïque, les deux domaines entre lesquels mon cœur balançait.

Une fois diplômé de l'Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), il ne restait qu'à trouver le financement de cette thèse pour la lancer. En attendant cela et parce que j'étais frustré de n'avoir pu réaliser l'un de mes stages d'école d'ingénieurs dans le pays européen le plus avancé dans mes deux domaines de prédilection, l'Allemagne, je suis parti bille en tête après mon diplôme à Aachen (Aix-la-Chapelle) pour travailler avec le professeur **Dirk Uwe Sauer**, chef de l'équipe Stockage à l'Institut des techniques de conversion et propulsion électrique (ISEA), partenaire privilégié du L2S. Le doctorat ne débutant pas, ce séjour outre-Rhin s'est converti en mission R&D jusqu'en mars 2009. Elle a été pour moi riche d'enseignements et de liens professionnels, ma relation avec Dirk Uwe et ses collaborateurs ayant perduré jusqu'à nos jours avec notamment ma participation comme orateur ou spectateur aux éditions des conférences *Kraftwerk Batterie* organisées à Essen, Mainz et Aachen.

Fin février 2009, Florence m' enjoignait de rentrer en France pour finaliser la démarche du lancement de la thèse, démarche qui s'est finalement concrétisée mi-avril 2012. Entre temps elle quittait l'INES, appelée à de plus hautes fonctions au CEA Grenoble, cette fois en tant que chef du Département de l'Electricité et de l'Hydrogène pour les Transports (DEHT). Par la suite, sous la direction lointaine mais vigilante de **Philippe Poggi**, professeur à l'Université de Corse, la future chef du Laboratoire du Stockage d'Electricité (LSE), **Marion Perrin**, reprenait le flambeau de l'encadrement de ma thèse, me lançant très vite sur divers projets industriels afin que je trouve matière à alimenter ma réflexion.

Aujourd'hui, si ce mémoire de thèse voit le jour et signe l'aboutissement de près de 4 ans de travail et d'investissement, compilant les résultats d'une kyrielle de chantiers d'investigation abordés à la fois dans le cadre de projets industriels et de travaux propres, c'est grâce à ces personnes citées plus haut, moteurs de mon développement autant professionnel que personnel. Par ces travaux à leurs côtés et par le mémoire qui en est tiré ici, j'espère m'être montré digne de la confiance qu'ils m'ont accordée.

REMERCIEMENTS

D'un point de vue professionnel (administratif, scientifique, technique) ou personnel (soutien, amitié, détente), cette thèse n'aurait pas pu voir son terme sans l'intervention d'une multitude de personnes envers qui j'aimerais exprimer ici solennellement reconnaissance et gratitude.

Outre Florence Mattera, Marion Perrin et Philippe Poggi, déjà cités, je remercie Jean-Claude Barbier, directeur des ressources humaines du CEA-LITEN, pour son investissement actif au lancement du contrat de thèse. Pour avoir évalué mon travail et accepté de reconduire son financement chaque année, je remercie : Antoine Aiello et son successeur Paul-Marie Romani, présidents de l'Université de Corse (UDC) ; Hélène Burlet, coordinatrice programme du LITEN ; Monsieur le Professeur Jean Costa, directeur de l'Ecole Doctorale et doyen de l'UDC ; Tahar Melliti et son successeur Laurent Clavelier, chefs du DTS ; David Moungar, responsable administratif de l'Ecole Doctorale de l'UDC.

Dans le cadre des projets industriels auxquels ils m'ont laissé l'opportunité de participer, je remercie mes collègues du CEA Nicolas Ballouhey, Boris Berseneff, Arnaud Delaille, Zhe Feng, Jean-Marie Klein, Begoña Lazpita, Christophe Lefebvre, Nicolas Martin, Maxime Montaru et Marion Perrin, ainsi que Oliver Bohlen (BMW), Gino Paganelli (Michelin) et Jérôme Perrin (Renault).

Pour leurs apports et contributions scientifiques, techniques voire linguistiques à mes posters, oraux et publications, je remercie mes collègues du CEA Sophie Avril, Nicolas Ballouhey, Arnaud Delaille, Pamela Herrera Miranda, Cédric Jaouen, Marc Jung, Julia Nowag, Marion Perrin, Mark Vervaart, ainsi que Holger Blanke, Philipp Haberschusz et Christoph Schäper (ISEA). Pour leur accord et leur aide administrative lors de ma participation aux conférences de Mainz, Monaco, Aachen et Cergy, je remercie aussi Pascale Brusini, Laurent Clavelier, Farida Laoubi, Catherine Maniglier, Marie-Pierre Masse-Navette, Tahar Melliti (CEA) ainsi qu'Andrea Deussen et Professeur Dirk Uwe Sauer (ISEA).

Pour leur invitation à inaugurer l'antenne corse d'INES à Vignola, la Journée du Doctorant à Corte (2011) et les Doctoriales à Autrans (2012), je remercie Antoine Aiello, président de l'Université de Corse, le Pr. Jean Costa, Didier Marsacq, chef du LITEN et Pierre Serre-Combes, responsable de l'antenne corse d'INES. Grand merci à Cédric Abbezzot, Pierre Avrilleau, Marie-Christine Bosquets, Gaëlle Hû, Françoise Pietri, Guillaume Pigelet, Benjamin Pillot et Philippe Poggi pour leur présence et leur aide à ces occasions et lors de mes séjours à la plateforme R&D de Vignola, près d'Ajaccio.

Merci aux multiples voisins d'*open space* ayant supporté mes facéties et mon humour potache au gré des déménagements qui nous ont vu migrer d'un bureau à l'autre : Badia Amrouche, Kelli 'Pepita' Mamadou, Bao Dong Tran et Thang Vu (n°121, Lynx 1) ; Issam 'A sahbi' Baghdadi, Pierre 'Pierrot' Besson, Franck 'Francky' Bourry, Mikaël 'Mike' Cugnet, Hervé 'Bobby' Guillou, Pamela Herrera Miranda, Cédric Jaouen et Caroline Le Sueur (n°232, Lynx 3) ; Nicolas 'Nico' Ballouhey, Boris 'BB' Berseneff, Maël Chouiter, Rémy Christin, Xavier Le Pivert, Elisabeth Lemaire-Potteau, Kelli (bis !), Nicolas 'Nico' Martin, Ayman al-Orabi al-Rahal et Tuan Quoc Tran (n°330, Lynx 3).

Pour l'ambiance toujours chaleureuse, humaine et conviviale qui a régné tout au long de mon long séjour à l'INES, je remercie l'ensemble des équipes du LSE/L2S ainsi que nos voisins d'étage du LEB et du CNRS avec qui les discussions de couloir ou de comptoir ont toujours été intéressantes, enrichissantes, rassurantes, distrayantes ou divertissantes. Merci pour votre amitié, qu'elle ait été passagère et superficielle ou qu'elle soit et reste éternelle et profonde.

Merci à tous les sportifs, membres de l'INES Football Club, joueurs de badminton, tennis et volley qui m'ont tous à un moment ou l'autre renvoyé la balle et accompagné dans l'effort. Ces moments de partage et de convivialité sur les terrains ou au bord du lac du Bourget n'ont l'air de rien mais ils ont permis de créer cette bonne ambiance qui régnait à l'INES. Continuez ainsi et pourvu que ça dure !!

TABLE DES MATIERES

Introduction générale	1
Partie I – Définition et approches de résolution du sujet de thèse	3
Chap.1 - Un modèle énergétique en pleine mutation	4
1 Les secteurs de l’habitat et du transport sont énergivores et polluants	4
1.1 Etat des lieux et problématiques de l’énergie dans l’habitat	4
1.2 Etat des lieux et problématiques de l’énergie dans le transport	6
Bilan	6
2 Des alternatives énergétiques propres et durables sont possibles sous conditions	7
2.1 Le solaire photovoltaïque comme moyen de production électrique	7
2.2 Le véhicule électrique à batteries comme moyen de transport	9
2.3 Le réseau électrique : première victime de la nouvelle donne énergétique ?	12
Bilan	13
3 Le stockage d’électricité est la solution à tous les problèmes qui se posent	15
3.1 Bénéfices apportés par le stockage aux moyens de production tels que le PV	15
3.2 Bénéfices apportés par le stockage au fonctionnement du véhicule électrique	16
3.3 Bénéfices apportés par le stockage aux réseaux électriques	18
Bilan	18
Références	19
Chap.2 – Inventaire des interactions énergétiques à la convergence habitat-transport.....	20
1 Présentation des pôles énergétiques en convergence	20
1.1 L’habitat solaire : entre habitat résidentiel (H) et solaire photovoltaïque (P)	20
1.2 Le transport électrique : entre réseau électrique (G) et motricité électrique (M)	22
1.3 La fonction de stockage : entre stockage stationnaire (S) et stockage embarqué (B)	23
Bilan	26
2 Inventaire des interactions énergétiques à la convergence habitat-transport	27
2.1 Interactions existantes	28
2.2 Interactions envisageables à court terme	31
2.3 Interactions envisageables à moyen terme	34
2.4 Interactions envisageables à long terme	38
2.5 Interactions impossibles	40
Bilan	41
Références.....	43
Conclusion	44
Partie II – Validation des hypothèses de travail	46
Chap.3 - Questions préliminaires à l’industrialisation du véhicule électrique à batteries	47
1 Y a-t-il assez de lithium pour alimenter la future industrie du véhicule électrique ?	47
1.1 Etat de l’art en matière de disponibilité de la ressource lithium	47
1.2 Le marché du lithium : évolutions passées, état actuel et tendances à venir	48
1.3 Confrontation des ressources avec les besoins en lithium de la filière électrique	50
1.4 Etat des lieux des techniques d’extraction et des réserves de production avérées	51
1.5 Nature et origine géologique de toutes les ressources potentielles de lithium	53
1.6 Distribution géographique mondiale des ressources brutes de lithium	54
1.7 Synthèse d’information et perspectives d’exploitation de gisements inexplorés	55

Bilan	56
Références	57
2 Peut-on garantir la sécurité et l'autonomie des batteries de véhicule électrique ?	58
2.1 Origine et caractéristiques physico-chimiques du couple redox $\text{LiFePO}_4/\text{FePO}_4$	58
2.2 Amélioration des propriétés et compréhension des mécanismes réactionnels du LFP/C	60
2.3 Intérêt sécuritaire du matériau d'électrode positive LFP/C dans la famille lithium-ion	61
2.4 Problématique de la détermination de l'état de charge propre au matériau LFP/C	63
2.5 Définition de l'hystérésis et possibilité d'usage comme indicateur d'état de charge	66
2.6 Etude expérimentale de l'influence des paramètres de cyclage sur l'hystérésis	68
2.7 Exploitation des résultats et conséquences sur le diagnostic d'état de charge du LFP/C	69
Bilan	69
Références	70
3 Comment choisir et assembler les batteries pour les intégrer au véhicule électrique ?	72
3.1 Contraintes de dimensionnement d'un pack de batteries et cahier des charges associé	72
3.2 Benchmarking d'éléments lithium-ion de type LFP/C et sélection du produit optimal	74
3.3 Problématiques liées à l'assemblage en pack des batteries de véhicule électrique	77
Bilan	79
Références	79
4 Que faire de ces très chères batteries après leur usage dans le véhicule électrique ?	80
4.1 La seconde vie ou l'usage ultérieur du pack de batteries comme stockage stationnaire	80
4.2 Problématiques d'application de la seconde vie des batteries de véhicule électrique	80
4.3 Inventaire des projets de seconde de vie de batteries existants et retours d'expérience	83
4.4 Usage des batteries de véhicule électrique comme stockage du photovoltaïque et UPS	87
Bilan	88
Références	89
Conclusion	90
 Partie III – Cœur de thèse	 92
 Chap.4 - Usages simples du stockage embarqué à l'échelle du transport électrique corse	 93
1 Préambule à l'insertion des véhicules électriques sur le réseau corse	93
1.1 Etat de l'art en matière d'impact réseau de la recharge des véhicules électriques	93
1.2 Etat des lieux comparé du parc de production et des profils de charge de la Corse	97
Bilan	100
2 Etude paramétrique du besoin énergétique de recharge du véhicule électrique	101
2.1 Etude paramétrique du besoin énergétique par rapport au véhicule en lui-même	101
2.2 Etude paramétrique du besoin énergétique par rapport à l'utilisateur du véhicule	103
2.3 Etude paramétrique du besoin énergétique par rapport au nombre total d'utilisateurs	108
Bilan	110
3 Analyse de la mobilité des actifs corses sur leur trajet domicile-lieu de travail	111
3.1 Dépouillement des données de recensement de la mobilité des actifs corses	111
3.2 Recueil et calcul des données de distances réelles et à vol d'oiseau	112
3.3 Résultats de l'analyse de mobilité des actifs corses	115
Bilan	115
4 Impact réseau simulé d'une mobilité électrique des actifs vers Ajaccio et Bastia	116
4.1 Postulat de scénarios réalistes d'usage et de recharge du véhicule électrique	116
4.2 Outils et méthodes de calcul d'impact réseau des recharges de véhicule électrique	118
4.3 Résultats de l'impact réseau du véhicule électrique pour le cas particulier choisi	121
Bilan	123
5 Extrapolation des données et analyse de sensibilité de l'impact réseau du VE en Corse	125
5.1 Analyse de sensibilité par rapport au besoin de mobilité	125
5.2 Analyse de sensibilité par rapport à la consommation kilométrique unitaire	131
5.3 Analyse de sensibilité par rapport à la puissance de recharge	133

Bilan	136
Perspectives	136
Conclusion	138
Références	139
Chap.5 – Usages simples du stockage stationnaire à l’échelle de l’habitat solaire corse	141
1 Préambule à la gestion du stockage d’énergie dans l’habitat solaire connecté réseau	141
1.1 Etat de l’art en matière de gestion de la production photovoltaïque en connecté réseau	141
1.2 Focus sur l’usage du stockage pour limiter l’impact négatif du PV sur le réseau	143
1.3 Focus sur l’usage du stockage pour garantir le profil d’injection du PV sur le réseau	145
1.4 Focus sur l’usage du stockage pour augmenter le profit de vente du PV sur le réseau	148
1.5 Focus sur l’usage du stockage pour favoriser la consommation du PV par l’habitat	150
1.6 Complément bibliographique vis-à-vis de la gestion de la demande domestique	154
Bilan	158
2 Cadre industriel de l’étude du stockage d’énergie dans l’habitat solaire	159
2.1 Le projet Sol-ION, support de R&D pour le stockage du PV connecté réseau	159
2.2 Le système Sol-ION : présentation de l’architecture électrique et des composants	160
2.3 Le système Sol-ION : inventaire des flux et définitions des indicateurs retenus	164
2.4 Le modèle Sol-ION, support de simulation des flux d’énergie dans l’habitat solaire	167
Bilan	172
3 Validation du modèle de simulation utilisé	173
3.1 Présentation des données de consommation servant d’intrant au modèle	173
3.2 Validation du modèle et comparaison des indicateurs de performance	175
3.3 Analyse de sensibilité des performances du système Sol-ION	179
3.4 Perspectives d’amélioration du modèle de simulation et pistes d’exploitation	185
Bilan	189
4 Exploitation du modèle et étude d’impact sur les performances du système	190
4.1 Impact du pas de temps d’échantillonnage des données de consommation domestique	190
4.2 Impact du coefficient de seuil d’enclenchement en puissance du stockage	197
4.3 Impact des différents paramètres liés à la recharge lente d’un véhicule électrique	200
Bilan	205
Perspectives	206
Conclusion	207
Références	208
Conclusion générale	212
Index des tables	214
Index des figures	216
Nomenclature	220
Activité et travaux de thèse	223
Résumé / Abstract	224
ANNEXES	I
Chapitre 1	II
Chapitre 2	IX
Chapitre 3	XIV
Chapitre 4	XLII
Chapitre 5	LII

INTRODUCTION GENERALE

Dans un contexte de crise où l'ordre moral et social est menacé par la course à la croissance illimitée et par l'augmentation des inégalités et instabilités de tous ordres, il apparaît primordial de mettre un terme à la démesure et à l'excès, de revenir à la raison et à l'humilité, et d'adopter des valeurs qui respectent les écosystèmes planétaires et garantissent la pérennité de l'existence humaine sur Terre. Pour l'Homme, il s'agit désormais de relever un défi de taille : répondre aux besoins des générations actuelles sans empêcher les générations futures de répondre aux leurs. Rien ne saurait être entrepris à l'avenir qui soit susceptible d'être irréversible, d'épuiser définitivement les richesses naturelles ou d'attenter gravement à l'équilibre écologique. C'est la définition même du développement durable.

Du chauffage des foyers à la cuisson des aliments, de l'éclairage des villes au carburant des voitures, l'énergie est la base de nos activités et, aujourd'hui plus que jamais, elle est le facteur-clef d'un modèle de croissance socio-économique qui ne fait plus ses preuves, s'essouffle et perd jusqu'à son sens. L'usage massif des énergies fossiles a épuisé en à peine un siècle des gisements préhistoriques, libérant des polluants atmosphériques qui perturbent profondément les cycles naturels et menacent nos vies des effets d'un changement climatique bientôt irrémédiable. Il faut donc rendre durables nos modes de vie et comportements liés à l'énergie, notamment en matière d'habitat et de transport.

Aujourd'hui et dans les années à venir, l'habitat et le transport vont faire l'objet de contraintes de plus en plus sévères, tant au niveau de la consommation d'énergie que de l'émission de polluants. Dans le secteur du transport, l'augmentation régulière du trafic et la hausse de puissance et de poids des véhicules thermiques ont été plus fortes que la baisse de consommation unitaire des moteurs, contribuant à accroître leurs empreintes énergétique et environnementale. Dans l'habitat, le besoin d'énergie et les émissions liées se sont accru fortement du fait de la croissance de la demande en électricité spécifique, le confort et la technologie exigeant là encore davantage d'énergie que par le passé malgré une baisse des usages de cuisson et de chauffage. Si la tendance est loin de s'infléchir, il existe pourtant des solutions énergétiques alternatives d'ores et déjà viables ou en passe de l'être.

Avec cette thèse sur le stockage de l'électricité, une pierre se veut ajoutée à l'édifice naissant des alternatives durables à un modèle énergétique en disgrâce. Ce mémoire traite des usages de batteries lithium-ion comme fonction de stockage d'énergie à la convergence des besoins de l'habitat solaire et du transport électrique. Sous le terme "habitat solaire", on entend une maison équipée en toiture d'une installation de panneaux photovoltaïques. Sous le terme "transport électrique", on entend à la fois le transport d'électricité sur le réseau et la mobilité des personnes en véhicule électrique.

Dans le début de ce manuscrit, après une exposition du cadre contextuel et des champs d'étude de la thèse, un balayage du sujet permet de dégager les grands axes de recherche à exploiter et valoriser. L'inventaire systématique des interactions de convergence entre les pôles de l'habitat solaire et du transport électrique permet d'isoler les cas d'usage du stockage qui, à court et moyen terme, feront référence dans le domaine énergétique : d'une part, l'impact sur le réseau de la recharge du stockage embarqué du véhicule électrique ; d'autre part, l'usage par les charges domestiques de la production photovoltaïque via le stockage stationnaire, avec ou sans véhicule électrique en recharge sur site.

Avant d'exposer le résultat des études menées sur ces deux axes de convergence dans une troisième partie qui constitue le cœur de thèse et fait l'objet d'une application particulière au cas de la Corse, la deuxième partie du mémoire valide l'hypothèse de travail de l'existence commerciale future du véhicule électrique. Aux obstacles majeurs freinant son essor répondent des résultats qui justifient le développement de l'électromobilité à travers la résolution des problématiques de la batterie lithium-ion, la technologie de stockage aujourd'hui pressentie pour propulser le véhicule électrique. Seront traitées tour à tour les questions de : disponibilité des ressources mondiales de lithium ; prévision d'état de charge des batteries par modélisation de leur hystérésis ; assemblage et intégration des batteries dans un véhicule commercial ; et usage en seconde vie des batteries de véhicule électrique.

Partie I

Partie I – Définition et approches de résolution du sujet de thèse	3
Chap.1 - Un modèle énergétique en pleine mutation	4
1 Les secteurs de l'habitat et du transport sont énergivores et polluants	4
1.1 Etat des lieux et problématiques de l'énergie dans l'habitat	4
1.2 Etat des lieux et problématiques de l'énergie dans le transport	6
Bilan	6
2 Des alternatives énergétiques propres et durables sont possibles sous conditions	7
2.1 Le solaire photovoltaïque comme moyen de production électrique	7
2.2 Le véhicule électrique à batteries comme moyen de transport	9
2.3 Le réseau électrique : première victime de la nouvelle donne énergétique ?	12
Bilan	13
3 Le stockage d'électricité est la solution à tous les problèmes qui se posent	15
3.1 Bénéfices apportés par le stockage aux moyens de production tels que le PV	15
3.2 Bénéfices apportés par le stockage au fonctionnement du véhicule électrique	16
3.3 Bénéfices apportés par le stockage aux réseaux électriques	18
Bilan	18
Références	19
Chap.2 – Inventaire des interactions énergétiques à la convergence habitat-transport.....	20
1 Présentation des pôles énergétiques en convergence	20
1.1 L'habitat solaire : entre habitat résidentiel (H) et solaire photovoltaïque (P)	20
1.2 Le transport électrique : entre réseau électrique (G) et motricité électrique (M)	22
1.3 La fonction de stockage : entre stockage stationnaire (S) et stockage embarqué (B)	23
Bilan	26
2 Inventaire des interactions énergétiques à la convergence habitat-transport	27
2.1 Interactions existantes	28
2.2 Interactions envisageables à court terme	31
2.3 Interactions envisageables à moyen terme	34
2.4 Interactions envisageables à long terme	38
2.5 Interactions impossibles	40
Bilan	41
Références.....	43
Conclusion	44

L'énergie est omniprésente au quotidien et fait l'objet de dépendances et de besoins d'autant plus marqués que le niveau de vie augmente. Avec l'indisponibilité annoncée des ressources pétrolières conventionnelles, le spectre de désastre écologique lié à l'exploitation des gaz de schiste et des sables bitumineux, les tensions géostratégiques autour du gaz ou bien la remise en question du nucléaire après l'incident de la centrale de Fukushima, la question se pose donc d'un changement de paradigme vis-à-vis du modèle énergétique actuel. Dans cette thèse, solaire photovoltaïque et véhicule électrique sont vus comme des alternatives énergétiques pour les secteurs-clefs de l'habitat et du transport. Cette partie en fixe le cadre contextuel en présentant les facteurs qui en limitent l'essor et en listant les usages du stockage d'électricité qui permettent d'y remédier.

Chap.1 - Un modèle énergétique en pleine mutation

1 Les secteurs de l'habitat et du transport sont énergivores et polluants

En France comme ailleurs, le besoin énergétique est en constante hausse, quel qu'en soit le vecteur de base : électricité, gaz, pétrole, charbon ou autres renouvelables et déchets (Fig.1*¹). Néanmoins, comme la France a fait le choix d'exploiter le nucléaire civil dans les années 1970, la part de l'énergie fossile dans le mix énergétique a depuis constamment régressé vis-à-vis de l'électricité d'origine nucléaire et hydraulique qui y est devenue prépondérante. La tendance s'est confirmée au gré de l'évolution haussière du prix de l'énergie fossile et surtout des produits et dérivés pétroliers. La facture énergétique imputable aux énergies fossiles n'a cessé de gonfler alors que leur part s'est réduite et que leur usage s'est stabilisé : fin 2011, elle atteignait 60,4 milliards d'euros, soit 90% du déficit commercial de la France. Le pétrole brut et les produits raffinés, principalement le gazole (72,4% des voitures neuves), y représentent 90% des importations, le reste étant le fait du gaz [1]. Représentant 47% des émissions de CO₂ et 75% de la consommation d'énergie finale (Fig.2-3), résidentiel-tertiaire et transport sont les secteurs d'activité les plus polluants et énergivores. Même constat au niveau d'un foyer : sur un total de 28 500 kWh/an, un ménage consomme en moyenne 32% d'énergie pour se déplacer, le reste étant surtout lié au poste de l'habitat avec le chauffage, les usages spécifiques de l'électricité, l'eau chaude sanitaire (ECS) et la cuisson (Fig.3-4*).

1.1 Etat des lieux et problématiques de l'énergie dans l'habitat

Évalué à 2 726 kWh en 2008 (Fig.3-5), le besoin en électricité spécifique² des ménages français est en forte hausse (Fig.4*) du fait du nombre croissant de ménages équipés d'appareils audiovisuels et informatiques : TV, *hi-fi*, appareil photo, ordinateur, téléphone portable, etc. Avec les appareils de réfrigération et congélation, la micro-électronique mobilise ainsi plus des deux tiers de l'électricité spécifique consommée par le foyer (Fig.5). Pour le chauffage, principal poste d'usage de l'énergie dans l'habitat (Fig.3-4*), la France fait la part belle aux appareils électriques (Fig.6) : chauffages d'appoint (AIC), convecteurs électriques et autres radiateurs à inertie, à fluide ou à accumulation. De même, l'ECS et la cuisson mobilisent surtout l'électricité : chauffe-eau et chaudières électriques, micro-ondes et fours électriques, plaques de cuisson simples, à induction ou vitrocéramiques, etc.

De fait, dans le secteur du résidentiel-tertiaire et *a fortiori* au sein du foyer, la demande d'énergie se réduit quasiment à celle d'un seul vecteur d'énergie : l'électricité. Cette dépendance à l'électricité ira croissant avec l'essor des technologies d'information et de communication (TICs), en témoigne le succès des *smartphones*, tablettes numériques, écrans à plasma, téléviseurs *home cinema* et autres produits technologiques qui sont l'apanage des sociétés modernes. Sans juger ni remettre en cause cette tendance consumériste dopant le besoin d'énergie des sociétés à la pointe de la technologie, et compte-tenu du contexte énergétique difficile touchant le secteur, il s'agit de trouver un palliatif ou un supplétif propre et durable à la production d'électricité d'origine fossile et nucléaire qui constitue la source d'énergie historique du secteur très énergivore de l'habitat.

¹ Dans la thèse, si une figure ou une table est marquée d'un astérisque, cela signifie qu'elle est placée en Annexe. A cet endroit, son premier chiffre correspond au numéro de chapitre et son second au numéro de figure ou table.

² Appareils électriques domestiques qui sont captifs de l'électricité comme vecteur pour se fournir en énergie.

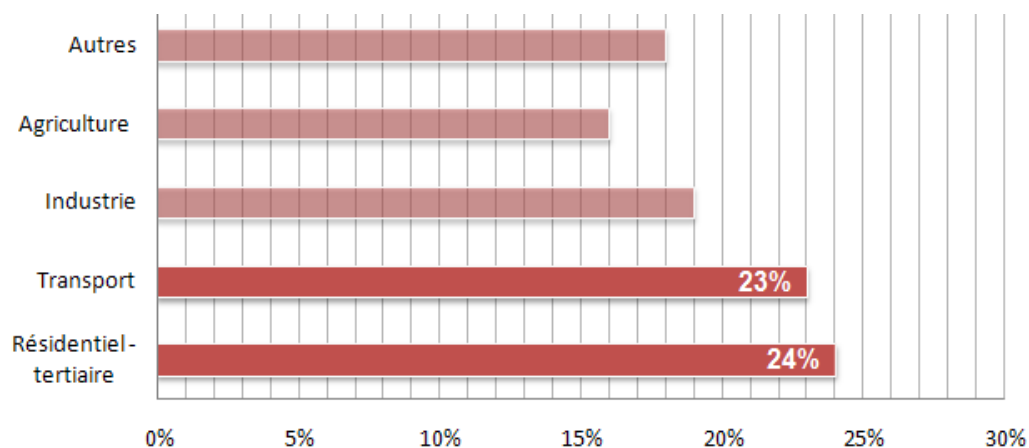


Fig.2. Part des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) par secteur d'activité en France, 2005 [3].

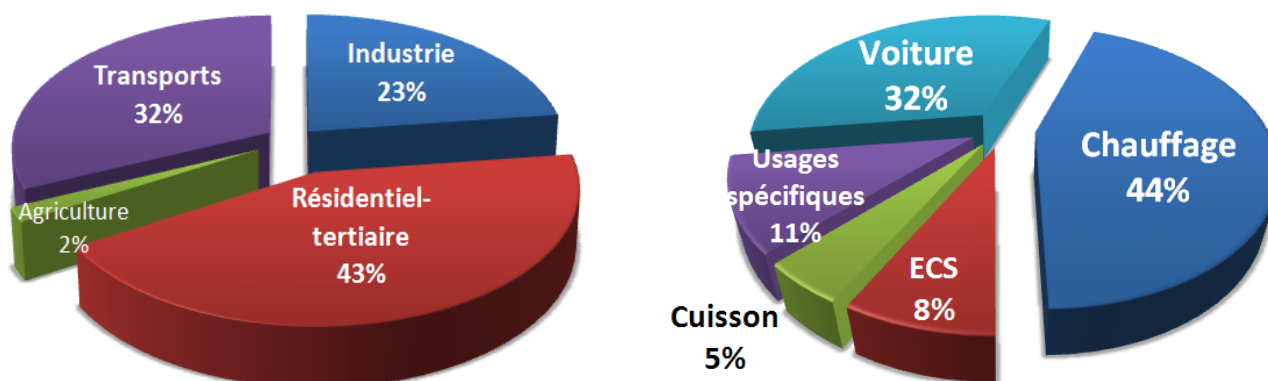
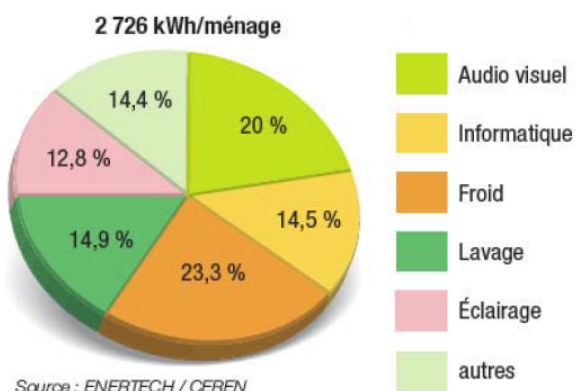


Fig.3. Part de la demande d'énergie finale française par secteur (*gauche*) et par poste d'un ménage (*droite*), 2007 [4].



Source : ENERTECH / CEREN

Fig.5. Consommation d'électricité spécifique des ménages par usage (en %), 2008 [5].

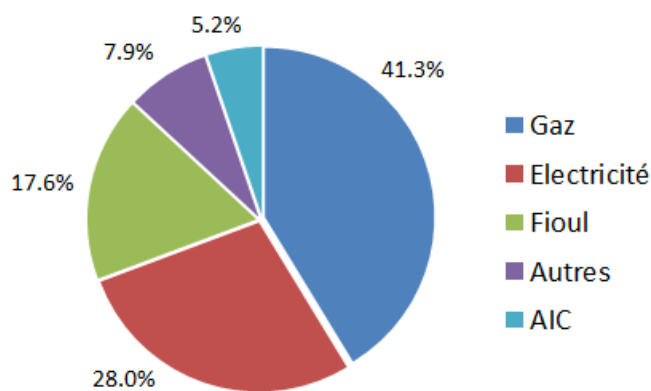


Fig.6. Énergie principale de chauffage dans le parc de logements en 2006 (en %) [6].

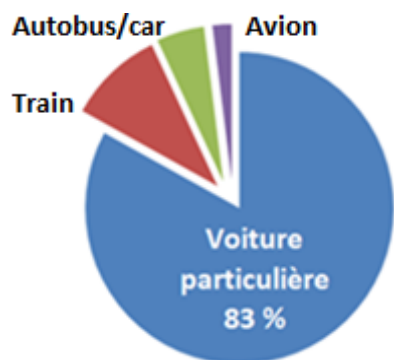


Fig.7. Structure du transport intérieur de voyageurs en France, 2006 [7].

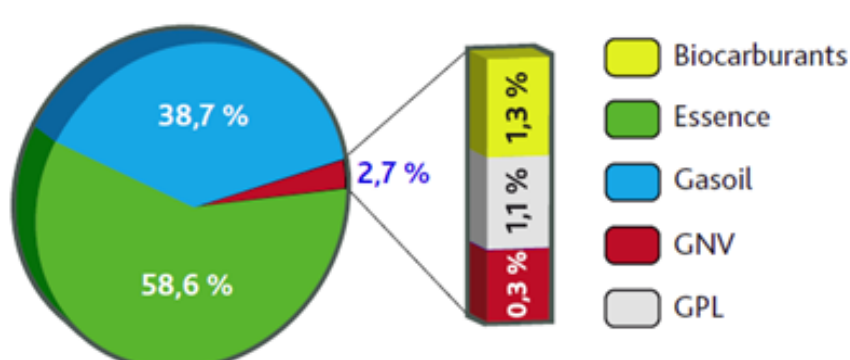


Fig.8. Répartition de la consommation de carburant dans le monde par type de carburant, 2010 [8].

Dans le cadre du Grenelle de l'Environnement (2009-2010) visant à réduire la demande énergétique de la France de 17% vis-à-vis de la tendance en 2020, le bâtiment concentrera une grande partie des efforts avec une réduction de la demande d'énergie du parc bâti existant de 38% et un renforcement de la réglementation thermique du neuf vers le standard Bâtiment à Basse Consommation (BBC). Outre les appareils de chauffage écologiques (chauffe-eau solaire, pompe à chaleur), la maîtrise de la demande d'énergie (électroménager et éclairage basse consommation) et l'isolation thermique, la réduction de l'impact énergétique du secteur de l'habitat passera par le solaire photovoltaïque car il offre la possibilité de produire localement une électricité propre et durable (Chap.1, §2.1).

1.2 Etat des lieux et problématiques de l'énergie dans le transport

En matière de transport, sur les 32% de consommation énergétique des ménages français consacrés à la mobilité (Fig.3), une écrasante majorité s'avère dédiée au véhicule individuel (Fig.7), un mode de transport qui est la propriété du ménage et sur lequel on peut donc agir directement à l'échelle de l'habitat, *a contrario* des moyens de transport minoritaires que sont le train, le bus, le car et l'avion. Au niveau mondial, le secteur du transport apparaît très fortement dépendant des ressources fossiles car il repose à 98,7% sur des carburants qui en sont les dérivés directs, qu'il s'agisse d'essence, de gazole, de gaz naturel de véhicule (GNV) ou de gaz de pétrole liquéfié (GPL). Pour alimenter le moteur à combustion interne qui propulse les véhicules actuels, la part des carburants renouvelables ou biocarburants (bioéthanol, biodiesel, huile végétale) est infime et ne dépasse pas 1,3% (Fig.8).

En plus des incidences économiques et géostratégiques liées à leur importation, la dépendance du secteur du transport vis-à-vis des énergies fossiles pose le problème de l'épuisement des ressources. Comme le niveau des réserves accessibles diminue fortement, il faut trouver de nouveaux gisements qui sont difficiles à découvrir et explorer. Creusant et pompant toujours plus profondément, sur la terre ferme et en mer, les groupes pétroliers et gaziers rivalisent d'ingéniosité et de technicité pour exploiter une énergie fossile toujours plus rare (Fig.9*), coûteuse et polluante (Fig.10*) à extraire. Le problème n'est donc pas tant la menace d'une indisponibilité du pétrole, puisque des alternatives fossiles existent, mais bien le fait que ces dernières seront la source d'une pollution massive à éviter.

Pour pallier l'indisponibilité attendue des ressources pétrolières, outre les transports en commun et le changement des comportements sociaux et individuels (éco-conduite, covoiturage, autopartage), l'Union Européenne [11] prône officiellement le développement de deux solutions technologiques : les biocarburants et les véhicules électriques. Concernant les biocarburants qui sont issus de résidus de production agricole, dits "agrocaburants", trois problèmes sont apparus : d'abord, la monoculture des plantations dont ils sont issus tend à appauvrir la biodiversité ; ensuite, leur occupation des sols rentre en concurrence avec les cultures vivrières agroalimentaires ; enfin, on observe le dégagement d'oxyde nitreux N_2O (gaz à effet de serre 300 fois plus nocif que CO_2) lors de leur croissance [12]. De fait, la voie parallèle représentée par le véhicule électrique constitue la principale alternative énergétique pour le secteur énergivore et polluant du transport. Cette solution a l'avantage de mettre en jeu le même vecteur électricité privilégié pour la production d'énergie. Nous verrons dans quelle mesure le véhicule électrique peut contribuer par certains aspects à réduire l'impact énergétique et écologique du transport selon la nature propre et durable de l'électricité qu'il utilise (Chap.1, §2.2).

Bilan

Dans le contexte énergétique critique actuel, l'habitat résidentiel et le transport individuel ressortent comme les secteurs les plus pertinents sur lesquels il faut agir en priorité pour améliorer la situation. Dans l'habitat, la réduction du besoin énergétique ira de pair avec l'essor de moyens de production propres et durables tels que le solaire photovoltaïque. Dans le transport, outre l'adoption de modes de conduite alternatifs, il faudra prôner le développement de moyens de transport plus accessibles et moins polluants tels que le véhicule électrique. Le paragraphe suivant explore ces architectures énergétiques dont la clef de voûte est le stockage de l'électricité, centre névralgique de cette thèse.

2 Des alternatives énergétiques propres et durables sont possibles sous conditions

Face à la crise énergétique, la science recèle des alternatives énergétiques envisageables à plus ou moins court terme dans les secteurs-clefs du transport et du résidentiel-tertiaire. Certaines solutions sont faciles à mettre en œuvre, d'autres plus délicates. Outre leur présentation succincte visant à justifier de leur caractère écologique, nous verrons en quoi elles peuvent poser problème au réseau. Dans ce sous-chapitre sont exposées les technologies les plus prometteuses sur lesquelles pourraient reposer la durabilité des modes de vie à la convergence habitat-transport : le solaire photovoltaïque et le véhicule électrique à batteries. Etant donné leur impact potentiellement négatif sur les réseaux électriques, le renfort du stockage apparaît nécessaire pour viabiliser dès à présent leur déploiement.

2.1 Le solaire photovoltaïque comme moyen de production électrique

Le Soleil est la principale source d'énergie sur Terre. En effet, via les cycles de matière qu'il permet de générer sur la planète, il est à l'origine de la présence des énergies renouvelables mais aussi de celle des énergies fossiles. Par son attraction gravitationnelle couplée à celle de la Lune, il fait se mouvoir les masses océaniques (énergies marémotrice, houlomotrice et hydrolienne) et fournit de l'énergie par irradiation solaire (énergies solaires thermique, photovoltaïque et thermodynamique), induisant le phénomène d'évaporation qui participe au cycle de l'eau (énergie hydraulique) et au mouvement des masses atmosphériques (énergie éolienne). Enfin, via la photosynthèse, il permet au végétal de fixer le carbone (biomasse vivante et fossile) et produire l'oxygène que nous respirons.

Si le rayonnement solaire direct a toujours été utilisé par les hommes à travers l'éclairage (lumière directe), le séchage (linge, récolte, marais salant) ou le chauffage (sol, façade, toit, bâtiment), des usages plus modernes sont apparus pour exploiter la ressource solaire : le solaire thermique fournit de l'énergie pour l'eau chaude sanitaire (ECS), la cuisson, le chauffage et le rafraîchissement ; le solaire photovoltaïque produit de l'électricité qui a maints usages ; le solaire thermodynamique combine les deux (production de chaleur et d'électricité) mais à une échelle davantage centralisée. Pour ces trois types de technologies solaires, les techniques d'exploitation de l'énergie ne se sont améliorées que récemment, à l'instar du photovoltaïque qui a décollé sous l'impulsion du spatial. Ici, dans l'optique d'un usage de l'énergie à la fois pour un besoin domestique (habitat) et un besoin de mobilité (transport), on ne considérera que l'énergie électrique (et non thermique) d'un système décentralisé installé en toiture d'une maison. De fait, nous ne nous focaliserons que sur le solaire photovoltaïque (PV) dans la suite de ce mémoire.

Le solaire photovoltaïque que nous connaissons, installé en toiture ou en plein champ, se présente de visu sous la forme d'un ensemble de panneaux solaires appelés "modules" photovoltaïques. Chaque module est l'assemblage d'une cinquantaine de "cellules" photovoltaïques qui sont le plus souvent produites à partir de *wafers* de silicium, *i.e.* des plaques carrées fines de quelques centaines de micromètres qui ont été sciées dans des lingots de silicium obtenus par fusion de silicium (Si) dit « charge », un matériau brut lui-même extrait via la fusion de silice (SiO₂). Au niveau structurel, l'industrie photovoltaïque est donc très étagée compte-tenu de la multiplicité des étapes nécessaires pour passer de la matière première au produit final installé (Fig.11).

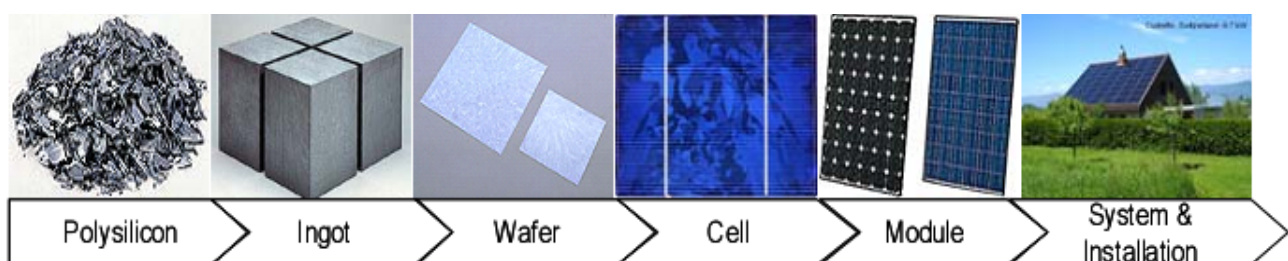


Fig.11. Schéma illustratif de l'intégration verticale du secteur du solaire photovoltaïque [J.P. Morgan].

Même si la filière solaire utilise la même ressource silicium que la filière micro-électronique, il n'y a désormais plus aucun risque de rupture d'approvisionnement car les usines sont assez nombreuses pour éviter tout goulet d'étranglement du marché. En outre, la silice est un matériau qui abonde sur Terre et constitue 60,6% en masse de la croûte terrestre continentale. On la trouve dans les roches magmatiques (quartz), sédimentaires (sable, grès) et métamorphiques (ardoise, gneiss, schiste) [14].

Evidemment, les procédés de fabrication du silicium ne sont pas neutres pour l'environnement : ils se composent d'une kyrielle d'étapes dont la demande d'énergie cumulée (CED) et le potentiel de réchauffement climatique à 100 ans (GWP) sont parfois très élevés (Tab.1*). Toutefois, sur 25 à 40 ans de durée de vie, le temps de retour énergétique (EPBT) des modules est vite amorti (2 à 4 ans). L'impact carbone varie lui selon la voie de synthèse et le lieu de production du module car le mode de fabrication de l'énergie utilisée pour fabriquer les modules change d'un pays à l'autre, le poste du transport étant d'ailleurs particulièrement crucial entre chaque étape du procédé de fabrication. En France, les émissions de CO₂ du kilowattheure solaire ne sont pas beaucoup plus faibles que celles du kilowattheure d'électricité de base (27 vs. 45 gCO₂/kWh [15]). Mais la production solaire PV peut offrir une économie de pollution très importante en Chine car l'impact carbone du kWh de PV est dix fois plus faible que celui du mix énergétique (74 vs. 850 gCO₂/kWh [16]). Si la pollution ne se réduit pas au seul CO₂, c'est un critère qui donne un bon ordre de grandeur à titre comparatif.

Une fois fabriqués, les panneaux solaires peuvent être installés en toiture ou en façade de maisons, sur des parkings, des toits de locaux industriels, hypermarchés, bureaux ou hangars agricoles mais aussi en plein champ, sous forme de centrales ou "fermes" solaires, par exemple d'anciennes mines, décharges, carrières ou zones militaires abandonnées, d'anciennes friches industrielles ou des terres agricoles improductives en jachère. Le principe général du PV est assez simple : une fois installés, les panneaux solaires convertissent l'énergie lumineuse du Soleil en une énergie électrique qui peut directement bénéficier à des charges, *i.e.* des appareils consommant l'électricité sur place, ou bien elle peut être injectée sur le réseau électrique par le biais d'un câble de raccordement. Un mode de fonctionnement mixte consiste à consommer l'énergie photovoltaïque si elle est produite au même moment et à en revendre le surplus sur le réseau. En pratique, comme les tarifs de rachat fortement incitatifs ont prédominé dans les politiques de développement du solaire, une grande majorité des installations photovoltaïques actuelles injecte sur le réseau la totalité de l'électricité produite.

En pratique, quel que soit le lieu d'implantation et le mode d'intégration du système photovoltaïque, une estimation du productible solaire est réalisée en préalable à toute installation de façon à fournir au propriétaire le plus d'informations possibles sur la rentabilité économique de son investissement. A ce titre, la donnée de l'irradiation solaire et les paramètres météorologiques interviennent dans le calcul, ainsi qu'une évaluation des masques, *i.e.* les possibles ombres portées des éléments alentours (montagnes, immeubles, arbres, etc.) susceptibles de dégrader la quantité d'énergie PV produite. Ces données sont confrontées à la capacité de production propre aux types de module et d'onduleur choisis, mais aussi à la position géographique, à l'inclinaison et à l'orientation du module (Fig.12*).

La production PV suppose la présence du Soleil, elle n'a donc lieu qu'en journée et par temps clair. Si le Soleil est absent ou voilé par les nuages, la production s'annule ou baisse fortement (Fig.13*). L'irradiation solaire varie selon la saison car les jours rallongent en été (raccourcissent en hiver), d'où un meilleur (moins bon) productible à cette période de l'année (Fig.14*). Ce phénomène serait encore plus marqué si la Terre n'avait pas une trajectoire elliptique autour du Soleil : la variation induite de la distance vis-à-vis de l'astre solaire implique la variation de la quantité d'énergie reçue par irradiation solaire, et ce à l'inverse du cours usuel des saisons (Fig.15*).

La distance la plus grande par rapport au Soleil est atteinte début juillet ; la plus courte a lieu début janvier (Fig.15*). On peut s'en étonner au vu de la saisonnalité de la production PV (Fig.14*), mais en réalité celle-ci est due à l'inclinaison de la Terre sur son axe, par rapport au plan de l'écliptique. Ainsi, la faible variation de distance inverse la tendance naturelle : elle réduit l'écart de température entre l'hiver et l'été dans l'hémisphère Nord mais elle l'augmente dans l'hémisphère Sud [17].

2.2 Le véhicule électrique à batteries comme moyen de transport

Le terme de véhicule électrique désigne un véhicule dont la mobilité repose sur une propulsion par motorisation électrique, en opposition à la motorisation thermique classique basée sur un moteur qui mobilise la combustion interne d'un carburant (Fig.8). Dans le cas du véhicule électrique, comme son nom l'indique, l'électricité sert de vecteur d'énergie à bord du véhicule, la source en étant soit un système de stockage d'électricité, soit un réservoir d'hydrogène qui réagit avec de l'oxygène dans une pile à combustible (PAC) pour fournir l'électricité utile *in fine* au même moteur électrique. Dans la suite de ce mémoire, nous nous focaliserons sur les véhicules électriques à batteries, mettant ainsi de côté le stockage d'énergie par hydrogène dont l'intérêt en termes de développement industriel et commercial est désormais remis en cause du fait de son rendement énergétique faible.

A bord du véhicule électrique à batteries considéré (Fig.16), l'électricité peut être stockée :

- dans un module de batteries embarquées qui se charge de lui-même par récupération au freinage et fournit une autonomie faible (≈ 10 km) en mode électrique pour des trajets a priori urbains, le reste de l'autonomie étant fourni par un moteur thermique de même taille que dans le véhicule classique : c'est le véhicule « hybride non-rechargeable » (en anglais *HEV* pour *hybrid electric vehicle*) qui a un fonctionnement très proche de celui des véhicules actuels.
- dans des modules de batteries embarquées qui se chargent sur prise secteur et un peu par freinage récupératif, fournissant une autonomie moyenne ($\approx 30-60$ km) en mode électrique que complète un petit moteur thermique aussi utile au chauffage : c'est le véhicule « hybride rechargeable » (*PHEV* pour *plug-in hybrid electric vehicle*), une étape de plus vers l'électrification totale des véhicules.
- dans un pack de batteries embarquées rechargeables sur prise secteur et par freinage récupératif, formant l'unique source d'énergie du seul moteur en présence qui est électrique : c'est le véhicule « tout-électrique » (*EV* pour *electric vehicle*, Fig.17) dont l'autonomie élevée ($\approx 100-200$ km) varie selon le type, la quantité et l'agencement des cellules et modules formant le pack de batteries.

NB : La batterie est en fait une batterie d'accumulateurs qui transforment l'énergie chimique en énergie électrique via une réaction électrochimique réversible, contrairement à la pile dont la décharge est irréversible. L'unité composant la batterie est la cellule électrochimique (ou accumulateur) ; un ensemble de cellules interconnectées forme un module et plusieurs modules assemblés forment eux-mêmes un pack de batteries qui fournit l'énergie et la puissance au moteur électrique à niveau de tension fixé.

Le terme "véhicule électrique" (VE) englobe 3 types de véhicule qui sont parfois regroupés sous les termes abusifs de "véhicule hybride" ou "véhicule rechargeable" (Fig.18). Dans cette thèse, nous ne traiterons que le cas des véhicules rechargeables car ils interagissent avec le réseau lors de la phase de recharge, et en particulier le véhicule tout-électrique car il constituera sans doute l'essentiel du parc automobile après que la transition du véhicule hybride aura rassuré les conducteurs sur le bien-fondé pratique, technique, économique et écologique du véhicule électrique à batteries.

Le VE offre de nombreux atouts environnementaux, à commencer par le fait d'aider le secteur des transports à s'affranchir de sa forte dépendance du pétrole (Fig.8). En termes d'émissions de gaz à effet de serre, l'essor commercial des VE, couplé à l'amélioration des performances du véhicule thermique existant, au transfert modal et à la réduction de la demande de mobilité, est indispensable pour mettre le transport individuel sur la voie d'objectifs ambitieux tels que le facteur 4³. Le moteur électrique présente un avantage certain en circulation urbaine et périurbaine : son fonctionnement est silencieux ; aucun polluant n'est rejeté au niveau du véhicule ; outre un couple moteur très élevé au démarrage et la possibilité de récupérer l'énergie au freinage, la motorisation électrique offre un meilleur rendement énergétique que l'équivalent thermique. Il émet donc moins de CO₂ à l'usage. Toutefois, le VE se base sur un vecteur électrique dont la chaîne de production et de distribution est loin d'être exempte d'émissions. De fait, si le véhicule ne pollue pas directement lorsqu'il circule dans la rue, il n'en reste pas moins qu'il pollue indirectement via l'électricité qu'il consomme.

³ L'Etat français s'est engagé à réduire d'un facteur 4 les émissions polluantes du pays de 1990 à 2050 [20].

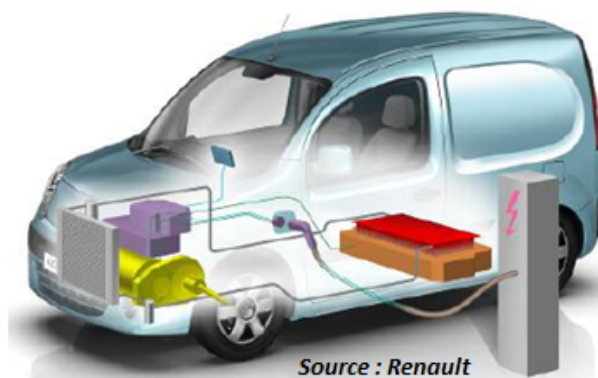


Fig.16. Architecture d'un VE à batteries, de la borne de recharge (gris) au moteur électrique (jaune) via le pack de batteries (orange), le système de gestion des batteries (rouge) et le système de gestion d'énergie (violet) [Renault].

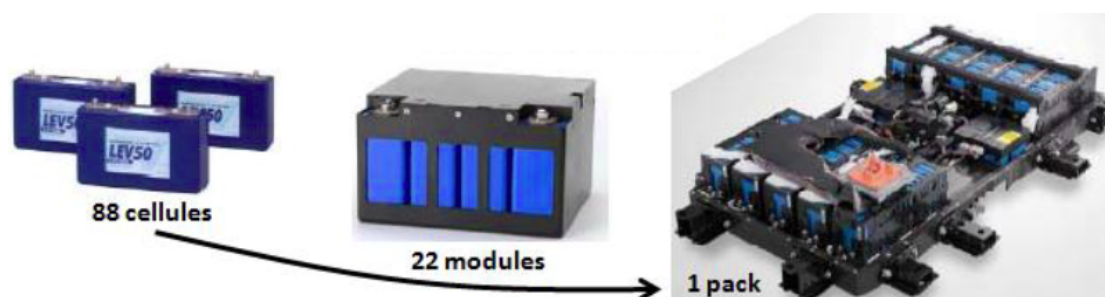


Fig.17. Illustration de la constitution étagée d'un pack de batteries pour un véhicule iMiEV (Mitsubishi) [18].

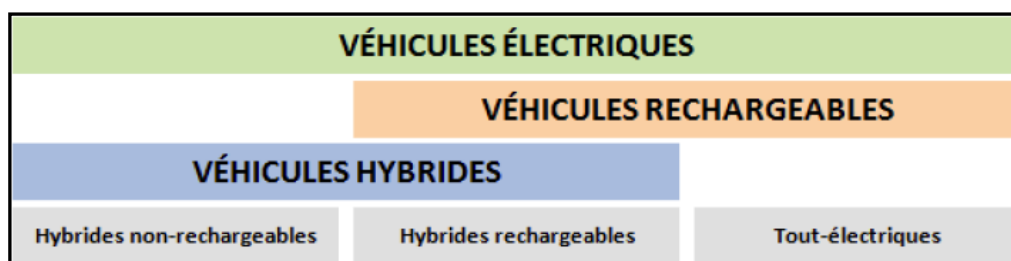


Fig.18. Définition des différents types de véhicules électriques [19].

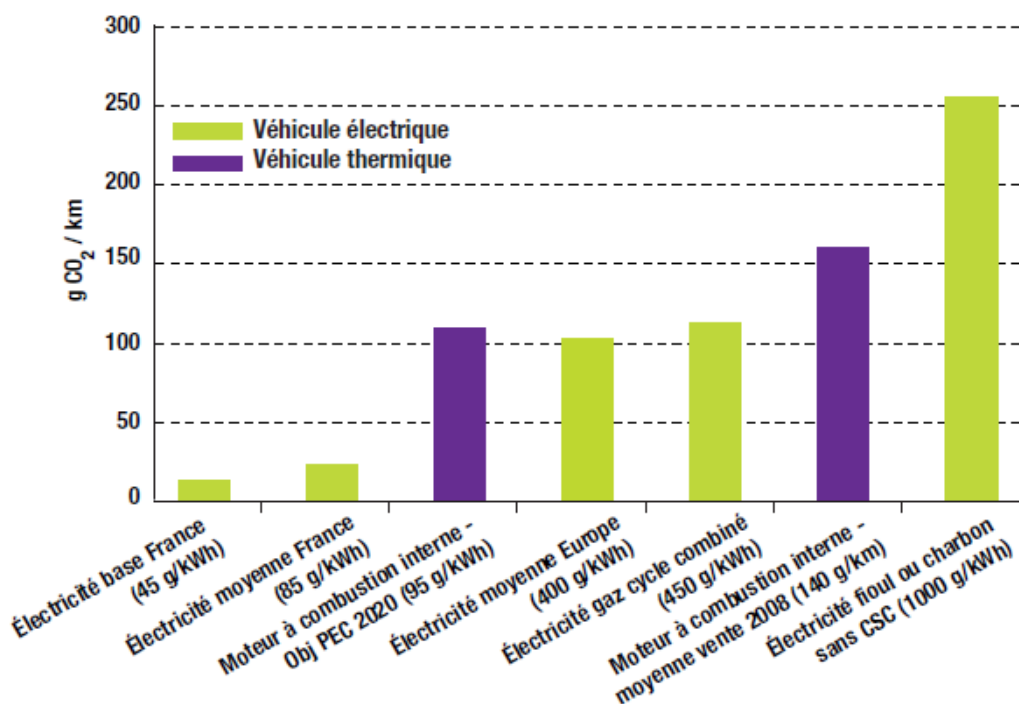


Fig.19. Emissions de CO₂ « du puits à la roue » des véhicules électriques et thermiques [15].

Les conditions de production de l'électricité utile à la traction du VE et à son autonomie sont donc des points cruciaux à prendre en compte pour s'assurer d'un avantage écologique comparatif du VE sur le véhicule thermique (VT) en termes d'émissions de CO₂. Si on analyse le bilan carbone global des VE du puits à la roue, on se rend compte que les VE particuliers ne sont pas systématiquement moins polluants que les autres modes de transport basés sur un carburant d'origine fossile (Fig.19).

En France, le VE apparaît plus écologique que le VT car l'électricité qu'il utilise est peu carbonée (en moyenne 85 g/kWh_e). En prenant une consommation réaliste de 300 Wh/km pour le VE, ses émissions de CO₂ seront ainsi bien plus faibles que pour le VT (25 gCO₂/km vs. 120 gCO₂/km⁴). En revanche, si l'on regarde l'empreinte carbone du mix énergétique européen (400 g/kWh_e), le gain en termes de pollution est nul (120 gCO₂/km dans les deux cas) et ne justifie pas le développement de la filière du VE à lui seul. Par ailleurs, le moteur thermique a une marge de progression importante : on peut réduire ses émissions jusqu'à passer sous les 100 gCO₂/km, un seuil plancher déjà atteint par certains modèles⁵. C'est une des vocations de l'étiquetage des émissions de CO₂ des véhicules neufs, rendu obligatoire en France après l'adoption du système de bonus/malus écologique en 2007.

Outre son rôle de support de stockage de l'électricité utile à sa motricité, la batterie participe aussi du caractère propre et durable du VE à travers sa conception, son usage et son recyclage. Ceux-ci ne sont pas non plus exempts d'émission de gaz à effet de serre et autres pollutions environnementales. L'extraction minière utile à la production de l'aluminium et du cuivre constitutifs des collecteurs de courant et la part liée aux matières premières des électrodes (cadmium, cobalt, lithium, manganèse, nickel, plomb, etc.) entrent en ligne de compte dans l'analyse du cycle de vie et de l'impact carbone de la future filière industrielle des VE. A l'instar de la fabrication des panneaux solaires, la batterie aura un impact variable selon l'origine et le mode d'extraction des matières premières, le lieu et le processus d'élaboration des cellules électrochimiques mais aussi selon le transport qui interviendra à chaque phase de fabrication jusqu'à l'intégration du pack de batteries au VE fini et même au-delà. La viabilité du VE comme solution de transport propre et durable sera éprouvée par la suite vis-à-vis du lithium, matière première des batteries lithium-ion (Chap.3, §1), et vis-à-vis de l'impact de la recharge des VE dans le cas de la Corse (Chap.4) où l'électricité est fortement carbonée (Fig.20).

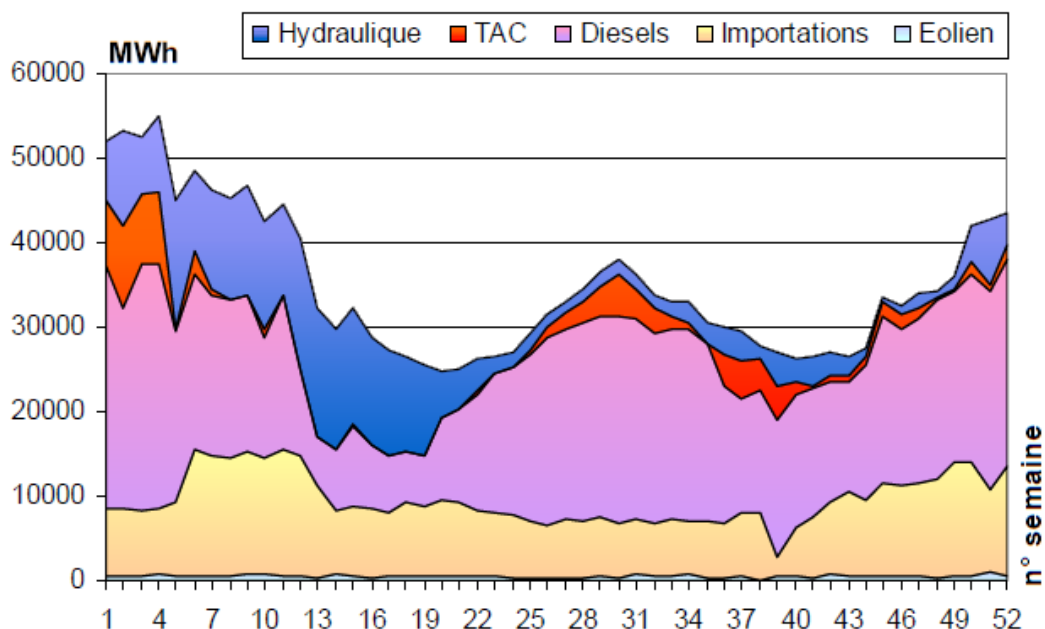


Fig.20. Evolution annuelle de l'énergie hebdomadaire (en MWh) consommée en Corse en 2006 en fonction du moyen de production. A noter que les importations en base viennent d'Italie et reposent à 80% sur les énergies fossiles [22].

⁴ Limite actuelle du seuil de pollution pour le bonus/malus écologique institué en France fin 2007.

⁵ En motorisation diesel : une Smart à 88g/km ; une Ford Fiesta et deux Seat Ibiza à 98g/km ; une Volkswagen Polo à 99 g/km. En motorisation essence : une Toyota iQ à 99 g/km [21].

2.3 Le réseau électrique : première victime de la nouvelle donne énergétique ?

Outre le fait d'être des alternatives énergétiques possibles pour un futur propre et durable, si tant est que les étapes de leur cycle de vie aient un faible impact écologique, véhicule électrique et solaire photovoltaïque ont comme point commun leur impact non négligeable sur le réseau électrique.

Le solaire photovoltaïque, à l'instar de l'éolien, est une source d'énergie qui dépend d'une ressource intermittente, *i.e.* dont la production d'électricité est peu prévisible voire aléatoire. De fait, selon le mode de production, les coûts du kilowattheure produit ne se valent pas : certains sont garantis, d'autres non. Mais la production d'électricité à partir d'énergie solaire se démarque en outre par une variabilité intervenant aussi bien à l'échelle de la journée (Fig.13*) qu'à celle de l'année (Fig.14*). De fait, elle constitue une source possible d'instabilités pour le réseau électrique car la puissance qu'elle lui fournit peut varier fortement sur de courtes échelles de temps, en cas d'interruption brutale ou de reprise soudaine de la production liée à l'absence de soleil ou à la présence de nuages. En Espagne, par exemple, l'énergie éolienne a été la première source d'électricité du pays en mars 2011 avec une production représentant 21% de la demande contre 15% en moyenne. La variabilité de production éolienne est telle qu'un pic de 11 700 MW a été observé le 14 janvier 2010 à 1h33, représentant à cet instant 42% de l'ensemble de la demande de puissance électrique espagnole [23]. Au final, la variation brutale de la puissance fournie par un système photovoltaïque (ou éolien) peut avoir les mêmes conséquences que la perte d'un groupe de production, à un déséquilibre du plan de tension (Fig.21*) et même, dans le cas le plus grave, une interruption de la fourniture (*black-out*). Ainsi, en novembre 2007, la coupure d'un câble haute tension en Allemagne a surchargé les lignes voisines ; en l'absence de vent, les éoliennes voyant la surcharge ont déclenché leurs protections, créant un *black-out* général en Europe. C'est d'autant plus problématique que les pics de demande électrique sont liés aux périodes de froid hivernal et de chaleur estivale, un moment où le régime anticyclonique est justement marqué par l'absence de vent.

L'impact négatif de l'injection réseau de la production photovoltaïque intermittente n'est jusqu'ici pas encore tangible car celle-ci ne représente qu'une faible part de la production électrique globale, mais la montée en puissance des énergies renouvelables oblige à traiter sérieusement le problème. En particulier, l'apparition de pics de production est préjudiciable pour le réseau car il doit s'assurer que le niveau de production équivaut en permanence au niveau de demande appelée par les charges. Or le gestionnaire de réseau n'a pour le moment aucun moyen de bien prévoir ou d'arrêter ces pics. Bien sûr, les prévisions météorologiques permettent d'adapter la production électrique globale, par exemple en abaissant la puissance des moyens d'ajustement (centrale thermique) si le vent se lève. Toutefois, l'exercice a ses limites avec le solaire PV car on peut difficilement prédire la présence de nuages. Le caractère intermittent de la production solaire peut de fait devenir très problématique. Pour gérer ces événements, le gestionnaire agit sur les seuls moyens de production qu'il maîtrise : les centrales hydroélectriques, souples mais indisponibles en été (Fig.20) pour compenser le PV ; et les centrales thermiques, disponibles *a priori* toute l'année (Fig.20) mais très chères et polluantes. Outre la question du surcoût des énergies intermittentes lié à la sollicitation de moyens d'ajustement coûteux et polluants, la question de la localisation des parcs solaires et éoliens pose aussi problème car l'acheminement de l'électricité sur des longues distances génère d'importantes pertes en ligne. Le déploiement du réseau à haute tension est bien sûr l'une des réponses à ce problème mais il est coûteux, prend du temps et pose des questions d'acceptabilité sociale et environnementale.

Ex : En Allemagne, la production éolienne vient surtout de parcs offshore de Baltique et de mer du Nord, i.e. loin des industries de la Ruhr et de la Bavière qui sont les plus gros consommateurs allemands d'électricité.

Pour autant, on ne peut se passer des énergies renouvelables comme le solaire et l'éolien dans la perspective de réduire les émissions de gaz à effet de serre dans des territoires fortement dépendants de l'énergie fossile tels que peuvent l'être la Corse (Fig.20) et les DOM-TOM. A ce titre, l'apport du stockage prend davantage de sens dans ces zones géographiques insulaires que sur le continent.

Dans le cas de la production décentralisée d'électricité issue de l'énergie renouvelable intermittente, le stockage offre deux fonctions complémentaires : d'une part, un outil additionnel à la disposition des exploitants du réseau pour gérer la production en réaction aux variations de consommation ; d'autre part, un moyen de réduction de la part des centrales thermiques alimentées en énergie fossile (charbon, diesel, fuel et gaz) comme on en trouve surtout dans les DOM-TOM et en Corse (Fig.20). Concrètement, le stockage va pouvoir absorber les fluctuations de production non prévues par le gestionnaire et les restituer à des moments-clefs où la production sur laquelle il comptait se met à chuter subitement et de manière imprévisible. Par ailleurs, en prévenant tout problème lié à leur intermittence, le stockage permet une plus forte pénétration d'énergie renouvelable dans les réseaux contraints qui n'en acceptent pour le moment qu'un taux réduit (30% en Corse, 40% à la Réunion). Ceci à l'échelle du réseau. Maintenant, à l'échelle du particulier à la fois producteur photovoltaïque et consommateur d'électricité pour sa maison, on comprend que le stockage est capable de faire coïncider l'offre et la demande d'électricité à leur source sans passer par le réseau, allégeant ainsi fortement la contrainte qu'il doit subir en transportant et en distribuant l'énergie électrique entre les générateurs et les charges. Les usages potentiels du stockage seront listés à la fin de ce chapitre.

Pour le VE, l'impact négatif sur le réseau vient surtout des forts appels de puissance associés à la recharge des batteries. Une recharge que le conducteur du véhicule voudra d'autant plus puissante :

- que l'autonomie des batteries est limitée, les recharges étant plus fréquentes qu'un plein ;
- que la recharge sur prise secteur est longue, des heures contre des minutes pour un plein.

Par ailleurs, les comportements d'usage des véhicules étant homogènes dans un même pays, il est fort probable que les gens aient l'idée, l'opportunité ou l'envie de recharger leur véhicule en même temps, typiquement en fin d'après-midi, au retour de leur travail, de l'université ou du supermarché. En imaginant que tous les conducteurs de véhicules électriques rechargent leurs batteries au même moment, cela suppose donc que l'impact de la recharge des VE ne pourra pas être réduit par le foisonnement naturel qui est censé moyenniser et niveler les appels de puissance observés sur réseau. L'analyse du temps de présence des conducteurs de VT sur la route (Fig.22) confirme cette intuition puisque tous les types de trajets finissent à la même période, à savoir entre 19h et 20h *grosso modo*. C'est la période où le réseau est déjà très contraint avec un pic de consommation important (Fig.23) correspondant aux usages ménagers de l'électricité (cuisson, éclairage, chauffage, audiovisuel, etc.). De fait, on peut prévoir que les appels de puissance associés à la recharge des VE seront d'autant plus nuisibles que la recharge sera rapide ou enclenchée au moment où le réseau est fragile (Fig.24).

A ce titre, le stockage aura un rôle majeur à jouer pour réduire l'impact réseau du VE :

- d'une part, via l'amélioration des performances du stockage embarqué dans le VE : une meilleure autonomie réduira la fréquence des recharges et diminuera leur impact réseau par foisonnement ; une meilleure tolérance à la recharge rapide réduira la durée des phases de recharge, diminuant la durée des contraintes vécues par le réseau ; pour autant, la nature et l'intensité des pics de puissance appelés sur le réseau n'en sera pas changée.
- d'autre part, via l'utilisation d'un stockage tampon stationnaire qui, comme pour le PV, permettra de lisser les pics de puissance appelés par le VE en bonne intelligence avec le réseau (*smart grid*).

Bilan

Aussi propres et durables que soient ces alternatives énergétiques à la production d'électricité et au transport, le solaire photovoltaïque et le véhicule électrique à batteries sont des sources potentielles d'instabilité pour un réseau déjà fragilisé par la hausse de la demande d'électricité. Si leur essor se confirme, ils formeront un nouveau type de production ou de charge fluctuante à prévoir, réguler et compenser en adéquation avec l'état du réseau. En compensant localement les instabilités créées par les intermittences de production du photovoltaïque et de consommation du véhicule électrique, le stockage sera un moyen capital pour viabiliser deux alternatives énergétiques tout aussi cruciales.

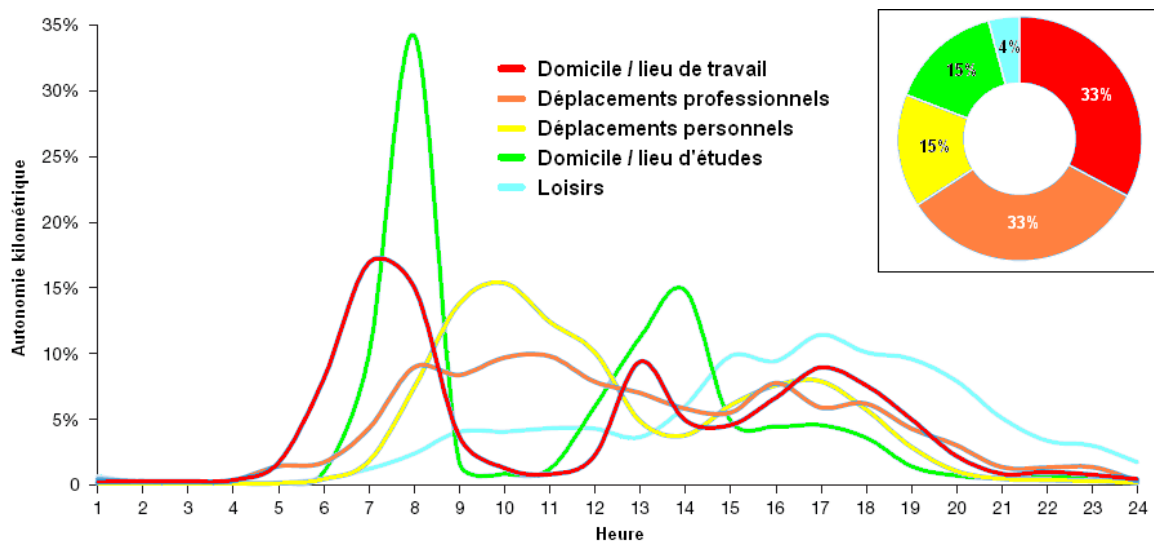


Fig.22. Présence des véhicules sur la route en fonction de l'heure de la journée et du type de trajet [25].

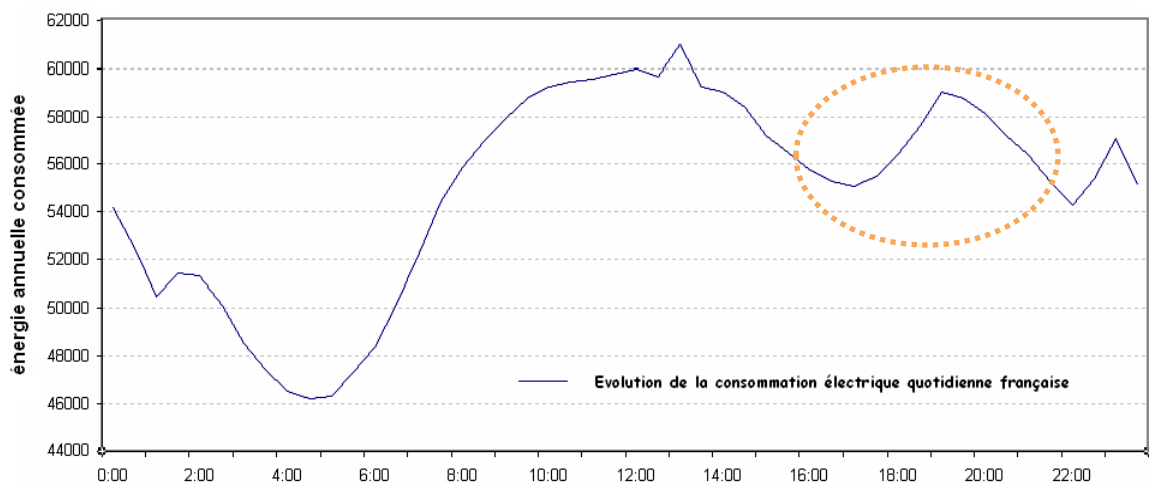


Fig.23. Moyenne annuelle de la consommation d'électricité journalière française [EDF, 2007].

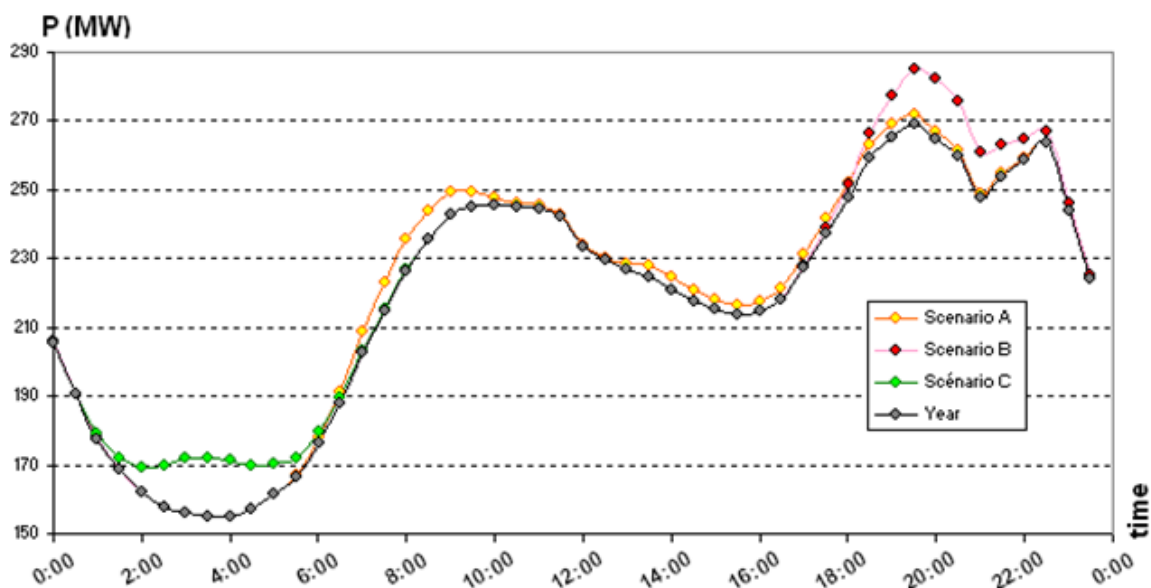


Fig.24. Moyenne annuelle de la consommation d'électricité journalière corse (en MW, en noir) [EDF SEI, 2009] et impact simulé de la recharge lente (3 kW) de véhicules électriques utilisés en trajets domicile-lieu de travail ; scénario A : recharge à chaque stationnement (en jaune orangé) ; scénario B : recharge en début de soirée, après le travail (en rouge) ; scénario C : recharge au milieu de la nuit, en heure creuse (en vert) [26] (cf. Chap.3, §4).

3 Le stockage d'électricité comme validation d'alternatives propres et durables

Le gestionnaire a le besoin impérieux d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. À ce titre, le stockage d'électricité a un rôle primordial : en bénéficiant aux moyens de production ; en viabilisant le fonctionnement du véhicule électrique et en servant d'interface tampon au réseau.

3.1 Bénéfices apportés par le stockage aux moyens de production tels que le PV

Par rapport au parc de production d'électricité tels que le solaire photovoltaïque, le stockage a des effets bénéfiques qui peuvent être analysés et regroupés suivant trois fonctions principales :

- ***Réduire les investissements de production***

Pour adapter l'offre à la demande qui varie rapidement, le gestionnaire de réseau utilise des moyens de production en pointe qui sont faciles à orienter à la hausse comme à la baisse. L'inconvénient est qu'ils sont polluants et coûteux car ils mobilisent des ressources fossiles et sont sous-utilisés en période de faible charge (Fig.25*), ce qui affecte ainsi à la fois leur rendement et leur rentabilité. Pour limiter les impacts d'ordre technique, écologique et économique de cet usage irrégulier des moyens d'ajustement de la production, le stockage est un moyen efficace d'absorber la variation instantanée de puissance, évitant ainsi des investissements dans le parc de production à développer.

- ***Modérer les coûts proportionnels de l'énergie***

Dans le même contexte, le gestionnaire de réseau mobilise des moyens de production par ordre de coût croissant, la consommation des heures les plus chargées (en pointe) justifiant pour de courtes durées d'appel le recours aux groupes de production dont le coût marginal est le plus élevé. Dans ce cas, l'usage de systèmes de stockage de l'énergie permet de réduire le coût de production (Tab.2*) :

- par écrêtage de la pointe : en restituant l'énergie au moment opportun, le stockage atténue les pics de consommation, réduit la demande à desservir et limite le recours aux groupes les plus coûteux ;
- par lissage de la charge : en stockant l'énergie en heure creuse pour la restituer en heures pleines, on nivelle et on lisse la charge, ce qui permet de solliciter les centrales électriques à faible coût qui fonctionnent en base plutôt que les centrales de pointe coûteuses qui mobilisent l'énergie fossile.

- ***Améliorer la sécurité du système électrique***

La constitution de réserves de production conduit à démarrer ou mettre en attente un certain nombre de groupes de production définis par un temps de réponse et un coût de production. La souplesse des processus de stockage et de restitution peut aider en ce sens en réalisant un bon arbitrage entre efficacité technique et coût de mise en œuvre. Concrètement, le stockage permet de :

- diminuer les réserves en centrales de production et éviter le surcoût en combustible ;
- maintenir les conditions normales d'exploitation, notamment la fréquence et la tension aux valeurs nominales, le temps de faire fonctionner une machine de production supplémentaire ;
- améliorer la stabilité transitoire du système électrique en absorbant rapidement l'énergie cinétique excédentaire accumulée par un groupe ayant commencé à perdre le synchronisme ;
- réinjecter du courant dans un réseau en arrêt général de manière à relancer progressivement les auxiliaires indispensables au redémarrage des groupes de production ;
- garantir la sécurité des transmissions et manœuvres dans les postes du réseau ;
- assurer le secours ultime des auxiliaires, systèmes de contrôle et organes de sécurité.

La question est particulièrement cruciale pour un système isolé de taille réduite ou pour un système insulaire tel que celui de la Corse et des DOM-TOM. En effet, ils ne peuvent pas compter sur le secours de l'interconnexion et sont donc très fragiles vis-à-vis de la perte de groupes de production. La sécurité du réseau est directement liée au niveau des réserves, la difficulté étant alors d'arbitrer les investissements entre des impératifs de sécurité et le prix à payer pour assurer cette sécurité.

3.2 Bénéfices apportés par le stockage au fonctionnement du véhicule électrique

Le développement et la commercialisation de véhicules électriques à batteries dépendent de la mise en place d'infrastructures et de moyens dédiés :

- fabrication, production industrielle, livraison et vente du véhicule en lui-même ;
- construction de bornes de recharge permettant l'approvisionnement en énergie ;
- campagnes d'information et de sensibilisation du grand public (fonctionnement, utilisation) ;
- prise de dispositions légales spécifiques (homologation, permis de conduire adapté) ;
- mise en place d'un réseau de réparateurs, garagistes et casses habilités ;
- création d'un système de collecte, recyclage et remplacement des batteries en fin de vie.

A l'heure actuelle, on en est à la phase de validation de l'étape de fabrication. Les constructeurs automobiles, mis sous la pression des pouvoirs publics eux-mêmes sollicités par l'opinion publique, hésitent à produire des véhicules et à les commercialiser car cela leur est contre-productif tant qu'un réseau de systèmes de recharge n'a pas été mis en place par les collectivités locales et territoriales. De leur côté, les acteurs politiques sont réticents à investir dans des bornes de recharge justement parce qu'aucun véhicule n'est encore sur le marché. En somme, tant que l'une ou l'autre des parties concernées n'aura pas fait le premier pas, les véhicules électriques seront l'otage d'un *statu quo*. Outre l'absence du réseau de bornes de recharge des batteries, l'étape de création, de fabrication et d'industrialisation du véhicule électrique se heurte à un écueil majeur tant au niveau de la sécurité que du point de vue technique ou économique : le stockage d'énergie.

Problème n°1 : l'autonomie des batteries est limitée.

Avec une énergie spécifique variant de 30 à 200 Wh/kg selon la technologie de batterie, la quantité d'énergie que l'on peut stocker dans un VE est au mieux 50 fois plus faible que celle stockée sous forme pétrochimique dans le carburant liquide d'un VT (10 000 Wh/kg). Concrètement, cela veut dire que la distance maximale parcourue par un VE serait toujours 10 fois plus faible que celle parcourue par un VT, quand bien même le volume de stockage de la batterie serait 5 fois plus grand.

Problème n°2 : la recharge des batteries prend du temps.

Même si des investissements étaient opérés pour créer un réseau dense d'infrastructures de recharge (prise, adaptateur, borne, abri, parking) destiné à compenser leur faible autonomie, la recharge dite "lente" des batteries de VE n'en nécessiterait pas moins une durée très longue, de l'ordre d'une nuit. En effet, en considérant 24 à 30 kWh d'énergie embarquée, la prise secteur 230 V / 16 A mobilisant une puissance de 3,68 kW ne permet de faire le plein d'énergie qu'après une durée de 6h30 à 8h15. Les chercheurs travaillent à des systèmes de recharge rapide de l'ordre de 30 min, à raison de 50 kW de puissance (Fig.26*), mais c'est encore supérieur aux quelques minutes que prend aujourd'hui le plein de carburant. Néanmoins, ce système de recharge rapide permet d'envisager l'usage de voitures électriques à autonomie faible qu'on pourrait dès lors recharger fréquemment sur les rares longs trajets. La question est donc de savoir si le réseau saura absorber les forts pics de demande d'énergie, si l'utilisateur acceptera de faire le plein plus souvent et si cela ne coûtera pas trop cher d'installer un service de bornes de recharge rapide à intervalles courts et réguliers. L'autre système, issu du projet *Better Place*, consisterait carrément à échanger les batteries (Fig.26*).

Problème n°3 : les batteries ne sont pas sûres.

Après le souci mis en évidence dans les batteries d'ordinateur portable aux débuts de l'informatique de masse (en 2006, un PC de marque Dell prit feu spontanément lors d'une conférence de presse), la question de la sécurité gangrène désormais l'application automobile à mesure que se déclarent les avaries et feux de batterie sur les rares VE ou VHR en circulation. Ainsi, il s'avère que certains VE n'ont pas satisfait aux trois tests classiques de certification de sécurité, faisant l'objet de départs de feu (Fig.27*) plusieurs jours après les *crash test* correspondants. Si la dangerosité des batteries n'est *a priori* pas comparable avec celle d'un réservoir de carburant par essence très inflammable, c'est le caractère imprévisible de ces feux qui pose problème pour confier un véhicule électrique aux conducteurs, la seule solution étant de contrôler les véhicules après tout choc subi.

Problème n°4 : les batteries coûtent cher.

La donnée du prix des batteries n'est quasiment jamais citée dans l'argumentaire de vente des VE. Pour diverses raisons, le prix de ces derniers varie beaucoup et sans logique apparente, selon la gamme et selon le fabricant. L'analyse de répartition des coûts du VE donne à ce titre de précieux indices sur les points captifs et sur ceux à améliorer (Fig.28). Ce sont hélas des données difficiles à obtenir et, même en y accédant, on ne peut pas forcément les généraliser ou les extrapoler d'un pays à l'autre car elles dépendent de multiples facteurs aussi variables que les aides de l'État, le coût de l'électricité, la puissance du moteur électrique, les options, l'autonomie et la technologie de batterie. Toutefois, une constante subsiste : la batterie est le poste clé du coût du VE.

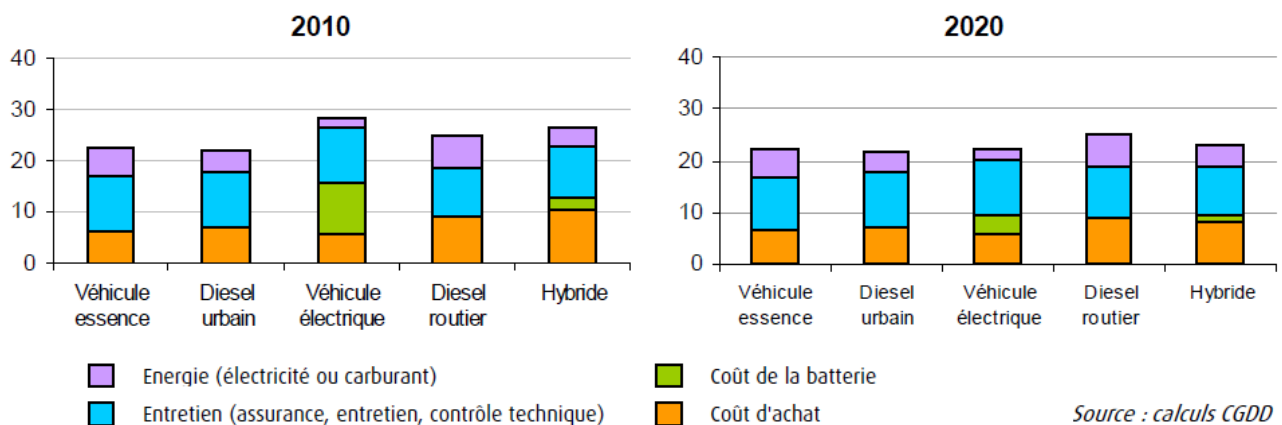


Fig.28. Coût total de possession du véhicule ramené à un km parcouru (en c€/km) [27].

Au final, pour l'utilisateur comme pour le fabricant qui veut créer un produit conforme à ses vœux, les problématiques du véhicule électrique sont liées à celles de la batterie, mettant en jeu :

- le quadriptyque autonomie / durée de recharge / sécurité / prix, du côté consommateur (Fig.29) ;
- le quadriptyque coût / sécurité / durabilité / productivité, du côté producteur.

Si le questionnement est réel sur ces problématiques, les délais sont minimes avant qu'un produit satisfaisant aux critères soit mis sur le marché et produit à échelle industrielle. En clair, le véhicule électrique n'a jamais été aussi proche d'une commercialisation ; les perspectives d'essor de la filière lui promettent une intégration croissante dans le parc automobile existant.

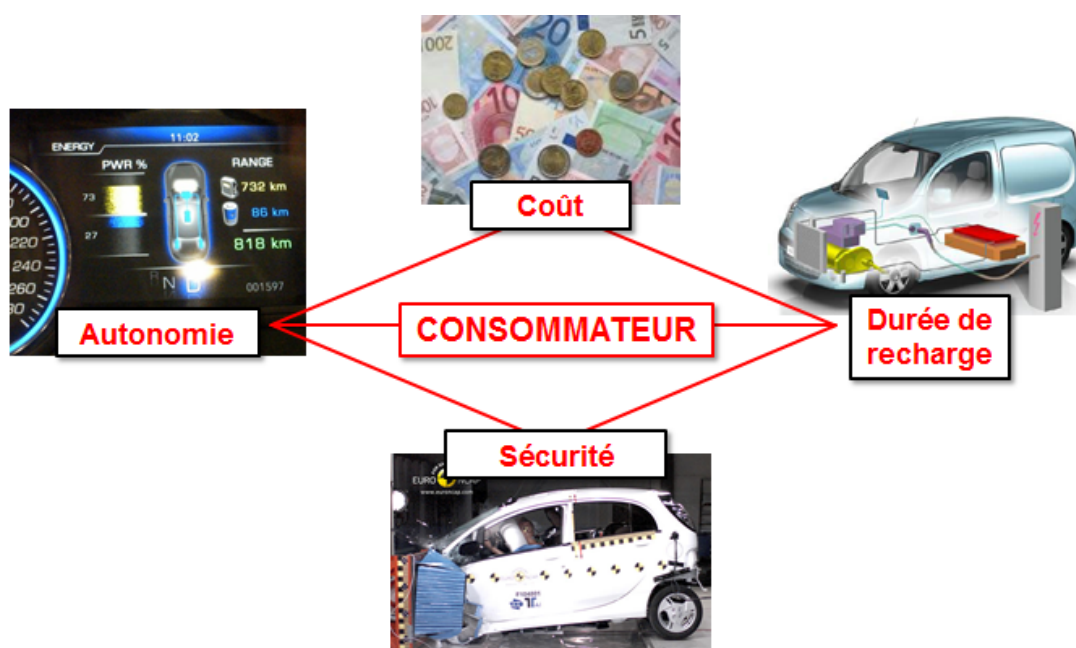


Fig.29. Schéma quadriptyque des problématiques du véhicule électrique vues par le consommateur final.

3.3 Bénéfices apportés par le stockage aux réseaux électriques

À l'heure actuelle, le développement des interconnexions et du réseau de transport et distribution est assez sensible à la variation annuelle de la demande. Par conséquent, la priorité du gestionnaire est d'organiser les réseaux d'alimentation de la clientèle pour supporter les pointes locales d'appel de puissance et pour présenter une grande robustesse vis-à-vis des fluctuations futures de la charge. A ce titre, la logique d'investissement varie d'un pays à l'autre car la prise de décision en la matière résulte d'un arbitrage technico-économique entre le coût d'exploitation pour le gestionnaire et la qualité de fourniture pour le client. Dans tous les cas, le stockage a deux types d'avantages :

- ***Avantages statiques***

En compensant localement les variations de la demande d'électricité, le stockage permet :

- de diminuer la pointe de consommation à desservir, d'où moins de perte ohmique en ligne ;
- d'avoir des réseaux de transport, répartition et distribution plus faiblement dimensionnés ;
- de décaler le besoin en investissements selon les tendances de croissance de la demande.

La part grandissante des énergies renouvelables intermittentes dans le bouquet énergétique risque d'augmenter massivement les fluctuations de tension et de fréquence vues par le réseau électrique. En compensant ces variations localement, le stockage permet d'encourager l'essor des énergies renouvelables en limitant les contraintes techniques liées à leur pénétration massive sur le réseau.

Ex : Dans le cas d'une installation photovoltaïque, le stockage permet de :

- lisser les pointes de consommation électrique à l'échelle d'un quartier, en restituant sur le réseau l'énergie électrique accumulée grâce aux modules photovoltaïques ;
- éviter les possibles problèmes de saut de tension (ex : passage de nuage) ;
- atténuer les surtensions pendant la période méridienne (beaucoup de soleil, peu de consommation).

- ***Avantages dynamiques***

En aidant à la fourniture et à l'absorption d'énergie active ou réactive, le stockage d'énergie peut éviter des microcoupures et participer au réglage de la tension en des endroits spécifiques du réseau. Il peut aussi contribuer à améliorer la qualité du réseau en étant combiné ou associé aux FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission System*), les systèmes électroniques de contrôle des flux instantanés de puissance aux nœuds des réseaux interconnectés, de manière à optimiser l'usage du réseau via des transits d'énergie proches des limites supportées par les ouvrages de transport.

Bilan

En procédant à des reports d'énergie grâce à des systèmes de stockage disséminés sur le réseau et capables de moduler la courbe de charge locale et globale, le gestionnaire de réseau a la possibilité de compenser et/ou de retarder l'apparition de pointes de consommation pouvant être à l'origine de surinvestissements dans le parc de production et/ou dans les réseaux de transport et de distribution. En outre, comme il sert de tampon tant spatial que temporel pour décaler et/ou empêcher l'usage de moyens de production chers et polluants en période de pointe, et surtout à une échelle décentralisée, le stockage représente une solution très pertinente pour pallier les instabilités subies par le réseau. De fait, il apparaît essentiel à la fois dans un contexte de développement massif de la production intermittente, telle que celle issue de l'énergie solaire photovoltaïque, et dans un contexte de hausse soutenue de la demande d'électricité, telle que celle liée à la recharge future du véhicule électrique. Au final, dans les secteurs-clefs de l'habitat et du transport, le stockage est la solution miracle pour viabiliser en connecté réseau les alternatives propres et durables de production et de consommation d'énergie que sont le photovoltaïque et le véhicule électrique.

Références

- [1] *Les Echos*, 17 jan. 2012, d'après le Commissariat Général au Développement Durable (CGDD).
- [2] Bilan énergétique de la France en 2010, CGDD, Service observation et statistiques, 2011 [Lien].
- [3] Énergie et climat, Chiffres clés, édition 2009, ADEME [Lien].
- [4] D'après le Bilan énergétique de la France pour 2007, Direction générale de l'énergie et des matières premières / Observatoire de l'énergie (DGEMP / OE) [Lien].
- [5] A. Varet, A. Vieillefosse, « Comment réduire les consommations et factures d'énergie des ménages ? », groupe de travail "Ménages", Table ronde nationale sur l'efficacité énergétique [Lien].
- [6] Habitat Facteur 4, « Etude d'une réduction des émissions de CO₂ liées au confort thermique dans l'habitat à l'horizon 2050 », Club d'ingénierie prospective énergie et environnement, 2010 [Lien].
- [7] CGDD, « Transports et environnement : comparaisons européennes », *Études et documents*, 2009 [Lien].
- [8] ANFA, « La filière bioéthanol », in *Véhicules électriques et hybrides*, 2011 [Lien].
- [9] C. Campbell (Association pour l'étude de pics de production de pétrole et gaz naturel), 2008 [Lien].
- [10] A. Brandt, A.E. Farrell (Université de Berkeley), in *Mother Jones*, mai-juin 2008 [Lien].
- [11] Observ'ER, « La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde », 2008 [Lien].
- [12] P. J. Crutzen *et al.*, "N₂O release from agro-biofuel production negates global warming reduction by replacing fossil fuels", in *Atmos. Chem. Phys. Discussions*, 7, pp.11191–11205, 2007 [Lien].
- [13] Sylvain Gabarrou, exposé intitulé *Restitution de l'ACV du silicium multicristallin*, présenté le 12 janvier 2012 dans le cadre de la thèse « Écoconception de panneaux photovoltaïques : analyse de cycle de vie et application à la sélection et à l'optimisation des procédés ».
- [14] R. L. Rudnick *et al.*, "Composition of the Continental Crust" in *Treatise on Geochemistry: The Crust* (vol. 3), Elsevier, p. 48-53, 2005 [Lien].
- [15] A. Morcheoine. E. Vidalenc, « Les transports électriques en France : développement nécessaire sous contraintes », in *ADEME & Vous*, juillet 2009 [Lien].
- [16] Site Internet « Mobilité Durable », cité d'après l'ADEME, avril 2010 [Lien].
- [17] Stéphane Thiers, « L'énergie solaire et ses applications », extrait de la présentation PowerPoint d'un cours de 5ème année à l'Ecole Polytechnique féminine (EPF), 2010 [Lien].
- [18] National Renewable Energy Laboratory (NREL). "Choices and Requirements of Batteries for EVs, HEVs, PHEVs", 21 avril 2011 [Lien].
- [19] Pauline Caumon, « Batteries de véhicule électrique : en route pour une seconde vie stationnaire », Rapport d'Ambassade / Consulat Général de France à San Francisco (Californie), 2011 [Lien].
- [20] « Division par quatre des émissions de gaz à effet de serre de la France à l'horizon 2050 », groupe de travail présidé par Christian de Boissieu, août 2006 [Lien].
- [21] Louis Nègre (sénateur), « Structuration de la filière des véhicules décarbonés », 2010 [Lien].
- [22] EDF SEI Corse, Direction des Systèmes Energétiques Insulaires, « Bilan prévisionnel pluriannuel. Investissements en production », 2007 [Lien].
- [23] Enerzine (magazine électronique de l'énergie), « "Eole en stock", ou comment stocker une énergie intermittente », 24 janvier 2012 [Lien].
- [24] Sylvie Geniès, rapport interne CEA, "Security of Supply PhotoVoltaic Inverter (SOS-PVI)", 2008.
- [25] Pricewater Coopers, „Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Stromwirtschaft“, Klima- und Energiefonds, mars 2009 [Lien].
- [26] C. Grosjean, O. Wiss, M. Perrin, P. Poggi, "Potential grid-impact of electric vehicle recharge: A case study of commuting in Corsica Island, France", in *Energy Policy* (en révision).
- [27] CGDD, « Les véhicules électriques en perspective. Analyse coûts-avantages et demande potentielle », in *Etudes & documents* n°41, Mai 2011 [Lien].
- [28] PRIUSchat (blog) [Lien].

Chap.2 – Inventaire des interactions énergétiques à la convergence habitat-transport

Puisque nous sommes convaincus de la nécessité du stockage d'électricité pour viabiliser le solaire photovoltaïque et le véhicule électrique, nous pouvons désormais les réunir en trois grandes entités convergentes : l'habitat solaire ; le transport électrique ; la fonction de stockage. Dans ce chapitre, nous nous emploierons à décomposer chaque entité en pôles énergétiques qui seront susceptibles d'interagir les uns avec les autres d'un point de vue systémique. Nous listerons systématiquement les interactions envisageables entre les pôles énergétiques pris deux à deux et nous les classerons. Selon le degré de maturité et l'intérêt concret qu'elles offrent dans le cas d'application à la Corse, certaines seront retenues pour faire l'objet d'un travail plus approfondi constituant le cœur de thèse.

1 Présentation des pôles énergétiques en convergence

1.1 L'habitat solaire : entre habitat résidentiel (H) et solaire photovoltaïque (P)

L'habitat solaire est un habitat résidentiel équipé de panneaux photovoltaïques. Par définition, c'est donc d'abord le lieu de vie, de résidence et de consommation d'une famille ou d'un groupe de gens. Ensuite, c'est le lieu de production décentralisée d'énergie solaire basée sur l'effet photovoltaïque.

On l'a vu, de manière classique, l'approvisionnement énergétique d'un foyer se fait en grande partie par le biais de l'électricité qui sert à alimenter les appareils de chauffage, cuisson et électroménager. Ici, contrairement à l'habitat résidentiel classique, l'habitat solaire permet au ménage qui y réside de satisfaire sa consommation énergétique de manière directe, en local et sans forcément passer par le réseau, grâce à l'électricité propre et durable que produisent les panneaux solaires photovoltaïques. Sur cette base, l'habitat solaire peut être décomposé en deux pôles énergétiques distincts [1-3] :

- d'une part, les charges domestiques constitutives de l'habitat résidentiel, symbolisées par la lettre H pour "habitat" ou en anglais "*household*" ; elles doivent être alimentées en électricité, en réponse au besoin énergétique qu'expriment les occupants de l'habitat ;
- d'autre part, les panneaux solaires photovoltaïques qui produisent de l'électricité indépendamment du besoin exprimé, symbolisé par la lettre P⁶ pour "photovoltaïque" ou en anglais "*photovoltaics*" ;

- L'habitat solaire en site isolé (Fig.1*)

Comme son nom l'indique, l'habitat solaire en site isolé est situé dans une zone géographique isolée qui ne lui permet pas d'être raccordé au réseau. Il ne doit donc compter que sur la seule production d'énergie solaire pour satisfaire l'intégralité du besoin énergétique de ses charges domestiques. Ces dernières sont d'ailleurs souvent réduites par rapport à un habitat classique justement parce que la production solaire ne pourrait couvrir qu'une partie réduite d'un foyer tout équipé. L'exemple typique est le chalet ou refuge de haute/moyenne montagne, l'habitat rural isolé en métropole ou ailleurs dans les îles, départements ou territoires d'outre-mer.

Comme on le voit sur la Figure 1 qui schématise un système photovoltaïque autonome en site isolé, un banc de stockage est associé aux panneaux photovoltaïques pour alimenter les charges à chaque instant et pendant plusieurs jours malgré l'intermittence de la production. Ce système de stockage stationnaire représente souvent une part très importante du coût de l'installation et ses conditions de fonctionnement sont très contraignantes [5]. De fait, des systèmes de gestion de l'énergie ont été créés pour optimiser la durée de vie du système de stockage et réduire son coût de fonctionnement. C'est un thème de recherche à part entière très présent dans la littérature [6-10] qui ne sera pas considéré dans ce mémoire. Si nous traitons similairement l'interfaçage de l'habitat par du stockage stationnaire, nous ne l'aborderons toutefois pas sous l'angle de vue du site isolé car celui-ci ne permet pas la convergence avec le transport électrique, objet d'étude majeur de cette thèse.

⁶ La lettre P pourrait très bien signifier "production" au sens large, les éoliennes étant par exemple un autre moyen de production d'énergie intermittent éligible à la présence d'un système de stockage.

- L'habitat solaire connecté au réseau (Fig.2*)

L'habitat solaire connecté au réseau est un habitat équipé de panneaux photovoltaïques dont la production électrique satisfait une partie du besoin des charges domestiques, le reste étant fourni par le réseau électrique global environnant. En autoconsommation, c'est-à-dire lorsque l'électricité photovoltaïque sert à alimenter les charges de la maison sans passer par le réseau, production et consommation peuvent coïncider naturellement (autoconsommation naturelle ou directe) ou bien on peut les faire coïncider indirectement via le stockage (autoconsommation forcée ou indirecte).

La Figure 2 montre un système photovoltaïque connecté au réseau électrique dont le rôle principal est de contribuer à la production d'électricité d'origine renouvelable sur le réseau. L'énergie qui est produite par les modules est consommée localement par les charges de l'habitat. L'éventuel surplus de production vis-à-vis de la demande instantanée est injecté sur le réseau. L'éventuel déficit de production vis-à-vis de la demande instantanée est prélevé sur le réseau.

Dans la filière solaire, c'est le mode de production qui génère le plus d'emplois⁷, tant par sa nature que par le nombre d'installations : du fait d'incitations fiscales et de tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque favorables, bien des particuliers et professionnels ont sauté le pas et investi dans une toiture solaire, en France et ailleurs. Outre les crédits d'impôts accordés aux particuliers, la mesure d'incitation la plus courante a consisté à imposer au gestionnaire du réseau des tarifs d'achat de l'énergie photovoltaïque produite par les installations connectées au réseau, de manière à la rendre plus compétitive vis-à-vis de l'électricité générée par les moyens de production classiques [14-15]. En France, d'autres mesures ont été adoptées pour subventionner directement le particulier sur le coût d'investissement, à l'instar de l'ADEME qui accordait des aides au cas par cas.

Dans la suite du mémoire, nous nous focaliserons seulement sur ce cas de figure de l'habitat solaire connecté réseau car la part de ces installations solaires photovoltaïques en toiture est en constante augmentation et constitue un relais de croissance mieux réparti et mieux distribué à l'échelle du consommateur final d'électricité qu'une centrale photovoltaïque en plein champ. Les nombreuses habitations équipées de toitures solaires PV sont éligibles à l'adjonction d'un système de stockage :

- soit parce que le prix de l'électricité prélevée sur le réseau est devenu plus cher que le tarif de rachat garanti 20 ans par le fournisseur d'électricité (EDF en France), scénario très peu probable en France mais plausible en Allemagne ;
- soit parce que l'installation photovoltaïque a dépassé la durée des 20 ans de tarifs de rachat garantis alors que les modules sont fonctionnels pendant plus longtemps, jusqu'à 40 ans.

Malgré le moratoire qui a touché la filière, l'installation d'une toiture photovoltaïque est toujours un investissement intéressant pour le particulier ou pour l'investisseur privé car le coût de l'installation est rentabilisé en quelques années de rachat de l'électricité⁸ alors que les panneaux photovoltaïques sont garantis entre 25 et 40 ans. De fait, l'interfaçage de la production PV par du stockage apparaît financièrement intéressant, que cela se fasse *a posteriori* ou *a priori* de l'installation des modules en toiture, car dans un avenir proche le coût de l'énergie photovoltaïque produite et stockée pourrait être inférieur au prix de l'électricité prélevée sur le réseau. C'est ce qu'on appelle la parité réseau. En pratique, les performances des panneaux solaires décroissent avec le temps et, parallèlement, la probabilité de défauts augmente, il est donc préférable de se positionner dans le cas de l'adjonction du stockage concomitante avec l'installation de la toiture PV, cas plus simple au termes de calcul.

Au chapitre 5, nous considérerons le cas d'un habitat solaire connecté au réseau avec en son sein un système de stockage stationnaire susceptible de pallier les besoins des charges domestiques mais aussi éventuellement les besoins liés à la recharge d'un véhicule électrique.

⁷ La part des coûts d'installation réinjectée dans l'économie française via la main d'œuvre et l'intégration est de 22% pour les petites toitures, 30% pour les toitures professionnelles et 43% pour les fermes au sol [11].

⁸ De 8 à 11 ans en moyenne [16].

1.2 Le transport électrique : entre réseau électrique (G) et motricité électrique (M)

Derrière l'expression-valise de transport électrique, on entend à la fois le transport sur le réseau des électrons constitutifs de l'énergie électrique et le transport des personnes via un véhicule électrique propulsé grâce à un moteur électrique qui lui-même se sert de l'électricité.

Un véhicule électrique fonctionne via un moteur électrique alimenté soit par une pile à combustible à l'hydrogène ou au méthanol, soit par un moteur thermique, soit par des batteries d'accumulateurs. Pour tous, la chaîne de traction en aval est la même : l'alimentation électrique induit un mouvement de rotation de l'arbre moteur qui est transmis aux roues via les transmissions. Ici, on ne considérera que le véhicule électrique à batteries car il est plus ambitieux que le véhicule hybride rechargeable, il s'impose comme alternative propre et durable au véhicule thermique et s'expose à moins de verrous technologiques et sécuritaires que le véhicule à hydrogène, dont la chaîne de conversion d'énergie est longue (Fig.3*). En outre, l'usage étant prévu à l'échelle de l'habitat, on se restreindra à la voiture électrique à batteries car la voiture est le mode de déplacement privilégié des ménages. Par la suite, un chapitre entier (Chap.3) sera consacré aux problématiques de la voiture électrique à batteries à travers la viabilisation de son système de stockage embarqué.

Un réseau électrique est un ensemble composé de postes-sources, de postes de transformation et de câbles électriques qui transporte et distribue l'électricité entre les moyens de production et les postes de consommation. D'ordinaire, on considère séparément réseaux de transport et réseaux de distribution. Ici, comme le moyen de production est la toiture photovoltaïque et que les postes de consommation sont les charges domestiques et le véhicule électrique, nous considérerons un réseau réduit à l'échelle de la distribution. Ce réseau est en courant alternatif (AC), par opposition au courant continu (DC) produit par les panneaux solaires et consommé par les charges. De fait, entre le PV et le réseau d'une part, et entre le réseau et les charges d'autre part, on compte à chaque fois un étage de conversion de l'énergie à base de transformateurs DC/AC et AC/DC respectivement.

À long terme, on peut imaginer que le PV alimentera la batterie sans passer par les convertisseurs DC/AC (PV) et AC/DC (charges domestiques et recharge du VE), réduisant les pertes associées. Une thèse a été menée à ce sujet [18] qui explore la faisabilité d'une alimentation électrique en DC : l'habitat solaire futur serait un îlot électrique totalement alimenté en courant continu via un bus DC relié au réseau alternatif grâce à un transformateur couplé à l'étage de conversion AC/DC (Fig.4*). La difficulté réside dans le fait que les niveaux de tension DC utiles aux charges sont différents ; adopter un seul jeu de barres comme départ d'alimentation pour toutes les charges supposera donc d'homogénéiser à la source la tension de ces appareils ou de remplacer leurs convertisseurs AC/DC par des convertisseurs DC/DC. Dans un cas, cela suppose d'adopter une démarche d'éco-conception pour tous les appareils : il faut repenser le produit pour qu'il fonctionne à une tension commune à toute la maison, ce qui est lourd et coûteux pour leurs fabricants. Dans l'autre cas, la modification est simple mais le gain est limité car on supprime un étage de conversion qui a un rendement élevé.


















Pour se raccorder au réseau, un foyer souscrit un contrat de fourniture d'une puissance apparente de 3 à 36 kVA. Dans le cas d'une recharge lente, intégrer le véhicule électrique à l'habitat connecté réseau est facile car la recharge du véhicule sur prise 230 V / 16 A ne met pas en cause le contrat de fourniture ou l'installation électrique. En cas de recharge moyenne (15 kW) ou rapide (40-50 kW), en revanche, les limites techniques de l'installation sont atteintes même en présence de stockage : l'installation électrique et le transformateur en amont doivent être adaptés avec les coûts technico-économiques associés. De fait, si recharge rapide il y a, elle sera assurée dans un premier temps à des endroits dédiés (stations-service, supermarchés, voie publique) plutôt qu'au domicile. À terme, si les appareils de protection et de transformation de l'électricité sont revus au dimensionnement en tension et ampérage satisfaisant les normes en vigueur, une borne de recharge rapide pourra être envisagée au sein de l'habitat (solaire) connecté réseau. Un chapitre entier (Chap.4) sera consacré à investiguer l'impact réseau de la recharge des VE dans le cas particulier du réseau insulaire corse.

1.3 La fonction de stockage : entre stockage stationnaire (S) et stockage embarqué (B)

Outre l'habitat solaire et le transport électrique, le troisième sujet important étudié dans cette thèse est le stockage. On peut le différencier selon ces formes possibles de conversion de l'énergie :

- stockage chimique : on utilise l'énergie électrique pour fabriquer un produit chimique, gaz, liquide ou solide, dont la combustion ou le passage dans une pile à combustible (Fig.8) permet de restituer de l'énergie électrique (ex : hydrogène H_2 , peroxyde d'hydrogène H_2O_2) ;
- stockage électrochimique : l'énergie électrique sert à réaliser une réaction chimique réversible de transfert de charge entre deux couples d'espèces chimiques aptes à perdre ou gagner des électrons (couple oxydoréducteur ou *redox*) ; si les espèces sont situées dans un même contenant, il s'agit de batteries (ex : batteries nickel-cadmium et sodium-soufre ; Fig.9 et 11), si elles se trouvent dans des réservoirs séparés où l'électrolyte est pompé et mis en circulation à travers une interface d'échange, ce sont des batteries à circulation d'électrolyte ou *redox flow batteries* (Fig.10) ;
- stockage électrostatique : les électrons sont stockés directement au contact des électrodes polarisées d'un composant électronique (ex : condensateur, supercondensateur ; Fig.9) ;
- stockage magnétique : l'énergie électrique est convertie en énergie magnétique de façon réversible par le biais de bobines simples voire via des bobines à inductance supraconductrices (*SMES*, Fig.5) où le courant circule sans perte du fait que la température y est proche du zéro absolu ($-273^\circ C$) ;
- stockage physique : l'électricité sert à exercer une compression (ex : stockage d'énergie par air comprimé ou *CAES* ; Fig.12*) ou un travail mécanique qui revient à augmenter l'énergie cinétique ou potentielle par compression (ex : ressort), mise en rotation (ex : volant d'inertie ; Fig.6) ou pompage (ex : station de transfert d'énergie par pompage ou STEP ; Fig.13*) ;
- stockage thermique : l'électricité sert à réchauffer (ex : sels fondus, matériaux à changement de phase, accumulateurs de vapeur ; Fig.14*) ou refroidir (ex : glace, liquides cryogéniques) des éléments qui peuvent ensuite restituer l'énergie sous forme d'électricité via une pompe à chaleur à la charge et un turbocompresseur à la décharge.

On peut aussi mentionner le stockage d'utilité qui consiste à se servir de l'électricité pour produire des intermédiaires à consommer ultérieurement : dans le résidentiel-tertiaire (production d'ECS) et dans l'industrie (production d'oxygène et d'azote liquide).

	Capacité	Puissance	Efficacité	Délais de réaction	Durée de vie	Usage	Maturité	Coûts
STEP	1-10 GWh	0.1-2 GW	0.8	1 min	11000 cycles	Réseau		
Hydrogène	10kWh-10Gwh	1kW – 1GW	0.6	100ms	25 ans	Industrie Particuliers		
CAES	1-200 MWh	15-200 MW	0.5	10min	11000 cycles	Réseau		
Flow batteries	100 MWh	10 MW	0.6	100 ms	4000 cycles	Industrie		
Batteries	1 kWh – 10 MWh	0.01 – 10 MW	0.8	1 ms	500-4000 cycles	Industrie Particuliers		
SMES	.3 - 30 kWh	1 - 3 MW	0.9	8ms	>10000 cycles	Réseau Industrie		
Volants d'inertie	.5-10 kWh	2-40 MW	0.8	5ms	>10000 cycles	Réseau		
Super condensateurs	3 kWh	Tension: 2.5V	0.9	3 s	>10000 cycles	Réseau Industrie		

TAB.1. TABLEAU COMPARATIF DES MOYENS DE STOCKAGE ET DE LEURS CARACTERISTIQUES [19].

Tous ces moyens de stockage peuvent aussi être regroupés par taille, un indicateur qui est lié *in fine* à la surface au sol, à l'énergie ou la puissance disponible, *a priori* d'autant plus grande que le stockage est à grande échelle (Tab.1), et éventuellement aux questions de portabilité :

- Dispositifs de stockage de petite à moyenne échelle

- Les inductances supraconductrices [stockage magnétique] (Fig.5)
- Les volants d'inertie [stockage mécanique] (Fig.6)
- Les batteries d'accumulateurs [stockage électrochimique] (Fig.7 et 11)
- L'hydrogène [stockage pneumatique/conversion électrochimique] (Fig.8)
- L'air comprimé en bouteille [stockage pneumatique]
- Les supercapacités ou supercondensateurs [stockage électrostatique] (Fig.9)

- Dispositifs de stockage de moyenne à grande échelle

- La batterie à circulation d'électrolyte [stockage électrochimique] (Fig.10)
- L'air comprimé dans des cavernes souterraines [stockage pneumatique] (Fig.12)
- L'air comprimé avec fluide d'interface [stockage hydro- ou oléo-pneumatique]
- La station de transfert d'énergie par pompage (STEP) [stockage pneumatique] (Fig.13)
- L'accumulateur thermique [stockage thermique] (Fig.14)



Fig.5



Fig.6



Fig.7



Fig.8



Fig.9



Fig.10

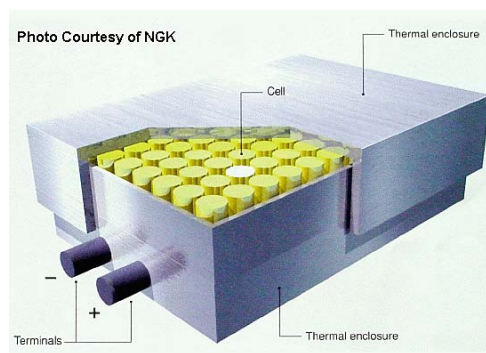


Fig.11

Les technologies de stockage par nature nombreuses (Tab.1) se distinguent par leurs propriétés et par leurs performances techniques : capacité de stockage (Ah), énergie embarquée (Wh), puissance disponible (W), efficacité (ratio entre l'énergie restituée et l'énergie stockée), réactivité (s), durée de vie (cycles ou années), rendement (%), etc. Le prix et la maturité sont des paramètres qui importent également au moment de choisir la technologie la plus pertinente pour un usage donné (Chap.3, §3).

Du point de vue de l'application, on distingue deux variétés de fonction de stockage selon qu'elles présentent un caractère portable ou non : le stockage embarqué et le stockage stationnaire. De par ses contraintes de poids et d'autonomie, le stockage embarqué est bien plus limitant techniquement que le stockage stationnaire qui, lui, n'impose *a priori* aucune contrainte de dimensionnement, le coût et les performances en cyclage étant les seuls critères à surveiller. De fait, dans un système mixte où le stockage sert à la fois en mode embarqué et en mode stationnaire, il s'agit de considérer une technologie qui sera d'abord performante en tant que stockage embarqué avant de satisfaire ensuite la fonctionnalité de stockage stationnaire. Dans le cas qui nous intéresse, centré sur l'habitat solaire et le transport électrique, on se limitera aux moyens de stockage compacts et mobiles par opposition aux systèmes de taille moyenne et grande qui sont plutôt utiles à la gestion des réseaux. Vu sa taille, sa compacité et ses performances en puissance et énergie, la batterie d'accumulateurs ou "batterie" est le moyen de stockage d'énergie le mieux adapté à la convergence habitat-transport.

Le choix du stockage électrochimique s'impose de lui-même car c'est la filière de stockage la plus ancienne et mature. Historiquement, les piles furent la première grande invention liée à l'électricité. Découvertes par Alessandro Volta en 1799, bien avant le premier moteur électrique inventé en 1834 par Thomas Davenport ou la première centrale hydraulique réalisée en 1879, les piles ont pris plus d'ampleur en 1859 lorsque Gaston Planté trouve le moyen de les recharger. Elles deviennent de fait des accumulateurs d'énergie qu'on peut associer en série et en parallèle pour n'importe quel besoin d'énergie et de puissance. Grâce aux couples *redox* envisageables dans la réaction électrochimique, le marché naissant du stockage d'électricité s'est bien diversifié et les piles et batteries ont vu leurs usages et applications se multiplier jusqu'à présent. En marge du développement d'accumulateurs classiques (ou batteries secondaires) tels ceux au plomb-acide, au nickel-cadmium ou au nickel-fer, les technologies de piles (ou batteries primaires) ont continué à s'améliorer avec l'invention de piles au lithium. Métal le plus léger et avec le plus fort potentiel électrochimique, le lithium est devenu la technologie phare, apte à créer la plus forte quantité d'énergie par unité massique. C'est ainsi qu'il a pu servir sous sa forme métallique comme matériau d'électrode négative dans les batteries. Le souci de sécurité et de performance des batteries au lithium métal a par la suite induit l'usage du carbone graphite comme un matériau d'électrode négative apte à insérer les ions lithium issus de l'électrode positive à base d'oxydes de métaux variés (LiNiO_2 , LiCoO_2 , LiMn_2O_4 , LiFePO_4 , oxydes mixtes). Dernier-né de la filière, le lithium-ion (ou Li-ion) vit depuis un essor foudroyant, avec la variété d'usages qu'on lui connaît désormais dans les applications d'électronique portative : ordinateur et téléphone portables, outillage électroportatif, caméscope, appareil photo, etc.

Il existe une grande variété d'accumulateurs dont la capacité de stockage varie selon la technologie et les matériaux d'électrode considérés. Le cahier des charges étant distinct selon qu'on souhaite stocker l'électricité produite par le PV ou s'en servir pour alimenter le moteur des VE, il s'agit pour nous de privilégier l'application la plus critique comme dénominateur commun pour dimensionner le système de stockage. En l'occurrence, c'est le VE qui a l'exigence technico-économique la plus élevée car le souci de préserver un coût, une sécurité et une autonomie kilométrique satisfaisante dicte l'emploi de batteries bon marché, sûres et à forte densité d'énergie et de puissance. L'exigence de forte densité vient du fait que le VE a un besoin en énergie et en puissance d'autant plus grand que celui-ci est lourd. Ce facteur a incité les constructeurs à rejeter la technologie plomb à des fins de mobilité électrique, lui préférant en premier lieu le nickel-cadmium (NiCd) puis le nickel-métal hydrure (NiMH) qui a longtemps équipé les VHR avant que lithium-polymère (LiPo) et lithium-ion (Li-ion) s'imposent comme une évidence. Outre les contraintes de poids et d'autonomie fixées par le cahier des charges du constructeur automobile, d'autres critères techniques entrent en jeu au moment de choisir la technologie de batteries appropriée au véhicule électrique envisagé.

Pour toutes ces raisons, et compte-tenu de l'orientation privilégiée de l'industrie automobile vers cette technologie de batteries, nous nous concentrerons exclusivement sur la batterie lithium-ion, avec une préférence pour sa déclinaison la moins dangereuse qui met en jeu une électrode positive en LiFePO_4 , appelée plus communément lithium-phosphate de fer ou lithium-fer-phosphate (LFP).

Dans la perspective d'une mise en convergence des besoins énergétiques liés à la mobilité et aux activités humaines au sens large, la prise en compte des toitures professionnelles aurait été plus logique que celle des toitures privées car la consommation électrique du tertiaire est concomitante avec la présence d'un véhicule électrique en stationnement à proximité, ce qui n'est pas forcément le cas avec des charges domestiques qui fonctionnent encore quand un membre du foyer est absent, par exemple en semaine toute la journée si la personne travaille. En plus, les besoins énergétiques du tertiaire sont souvent inférieurs à ceux du résidentiel, ce qui suggérerait une meilleure couverture des besoins par la production solaire. Cependant, notre but n'est pas de faciliter la coïncidence des besoins avec la production solaire ou avec la présence d'un véhicule électrique. Justement, on se place dans le cas de figure le plus défavorable pour que le système de stockage en présence ait un rôle d'autant plus important à jouer. Par ailleurs, du point de vue du réseau, la période critique est celle de la pointe du soir, due essentiellement à la consommation électrique domestique, les charges du tertiaire étant alors majoritairement à l'arrêt. De fait, nous nous focaliserons sur la toiture solaire de l'habitat résidentiel plutôt que sur les toitures professionnelles ou les ombrières photovoltaïques. En faisant cela, nous avons dans l'idée que ce serait la niche d'application la plus pertinente pour du stockage d'énergie à base de batteries Li-ion utilisé comme interface à la convergence entre les besoins domestiques liés à l'habitat et les besoins de charge du véhicule électrique liés au transport. En outre, pour relier l'habitat solaire à la problématique du transport électrique au sens du transport de l'électricité, nous privilégierons l'étude de l'habitat solaire connecté réseau et non en site isolé. Par la suite, un chapitre entier (Chap.5) sera consacré à investiguer les usages de batteries Li-ion comme interface de stockage stationnaire entre la production et la consommation d'électricité d'un habitat solaire connecté réseau, avec ou sans prise en compte du besoin de recharge d'un VE.

Bilan

Dans une perspective d'usage pour l'habitat solaire et le véhicule électrique, le système de stockage sera de préférence une batterie d'accumulateurs lithium-ion employée sous deux formes distinctes :

- le stockage embarqué du véhicule électrique, symbolisé par le B de "batterie", en anglais *battery* ;
- le stockage stationnaire de l'habitat solaire symbolisé par le S de "stationnaire" ou *stationary*.

Sur les 6 différents pôles énergétiques constitutifs de l'habitat solaire et du transport électrique, ces deux pôles de stockage seront au cœur des futures architectures énergétiques. Ils joueront le rôle d'interface pour les flux d'électricité en provenance ou à destination des 4 autres pôles : les charges domestiques (H), la production photovoltaïque (P), le moteur électrique (M) et le réseau (G).

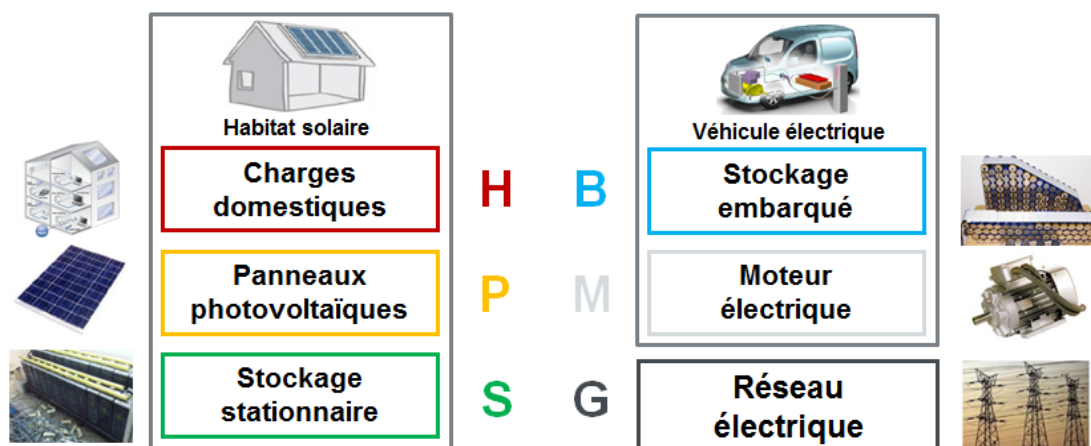


Fig.15. Schéma descriptif des 6 pôles de convergence en présence entre l'habitat solaire et le transport électrique.

2 Inventaire des interactions énergétiques à la convergence habitat-transport

Dans un avenir proche, on imagine que tout individu vivant dans un milieu rural ou urbain logera dans un logement équipé de panneaux solaires et se déplacera au moyen d'un véhicule électrique, le tout étant connecté au réseau pour produire et consommer de l'électricité. A la convergence des divers besoins énergétiques de l'habitat solaire et du transport électrique, le stockage devra trouver sa place en fonction des interactions entre plusieurs pôles distincts qu'il s'agit d'identifier.

Conformément à la partie précédente, on compte six pôles énergétiques en convergence (Fig.15) :

- l'habitat solaire allie la demande électrique des charges domestiques (*H* pour *House ou Household*), la production photovoltaïque (*P* pour *Production ou Photovoltaics*) ainsi que le stockage stationnaire (*S* pour *Stationary*) qui permet de les faire coïncider dans un contexte propice à l'autoconsommation ;
- le transport électrique fait référence à la fois au transport de l'électricité qui se fait via le réseau électrique (*G* pour *Grid*) et à la mobilité électrique qui s'appuie sur les deux organes-clefs du véhicule électrique à batteries : le stockage embarqué (*B* pour *Battery*) et le moteur électrique (*M* pour *Motor*).

A chacun de ces pôles abrégés à leur lettre initiale nous associerons un pôle avec lequel il entretient une interaction de convergence énergétique. Par exemple, si *X* est émetteur d'un flux d'énergie, nous lui associerons *Y* qui est le récepteur du flux émis. Comme on ira de *X* vers *Y*, en anglais *from X to Y*, avec la préposition « *to* » homophone du chiffre 2 ou « *two* » en anglais, on nommera *X2Y* l'interaction correspondant à l'émission d'un flux d'énergie électrique de *X* vers *Y*.

Le choix de noms génériques n'est pas anodin. L'idée est de s'inspirer des premiers sigles dédiés créés par la communauté scientifique en les adaptant aux organes vraiment impliqués dans les flux d'énergie. Ainsi, on préférera *battery-to-grid* (B2G) à *vehicle-to-grid* (V2G) car l'énergie mise en jeu dans ce concept mobilise le pôle "batterie" et non l'ensemble "véhicule". La mobilité électrique sollicite aussi l'élément "moteur" ; parler du véhicule en général perd donc son sens car il abrite les deux organes. En outre, le terme neutre de "production" (*P*) permet de généraliser la considération du solaire photovoltaïque à d'autres moyens de production tels que l'éolien, lui aussi intermittent.

Dans la suite de ce sous-chapitre, nous listerons avec exhaustivité les interactions possibles entre deux pôles pris parmi six. Les pôles *P* / *H* étant purs producteur / consommateur d'électrons, les 11 interactions où ils sont respectivement récepteur / générateur sont à bannir. Par ailleurs, le moteur électrique *M* ne fonctionnant que s'il y a mouvement physique d'une voiture électrique à batteries, il ne pourra pas interagir avec un autre moteur *M* ou avec des pôles fixes *H* et *S*. Sur 36 interactions bipolaires théoriquement possibles, seules 21 seront donc envisageables de manière réaliste (Tab.2). Elles sont listées ci-après en paragraphes séparés selon leur faisabilité à plus ou moins court terme.

	P	H	G	M	B	S	
P	-	P2H	P2G	P2M	P2B	P2S	Existante
H	-	-	-	-	-	-	A court terme
G	-	G2H	G2G	G2M	G2B	G2S	A moyen terme
M	-	-	M2G	-	M2B	-	A long terme
B	-	B2H	B2G	B2M	B2B	B2S	
S	-	S2H	S2G	-	S2B	S2S	Impossible

P	<u>P</u> roduction (photovoltaïque)	M	<u>M</u> oteur (moteur électrique)
H	<u>H</u> ouse (charges domestiques)	B	<u>B</u> attery (stockage embarqué)
G	<u>G</u> rid (réseau électrique)	S	<u>S</u> tationary (stockage stationnaire)

TAB.2. TABLEAU D'INVENTAIRE ET POTENTIEL DE FAISABILITE DES INTERACTIONS BIPOLAIRES A LA CONVERGENCE ENTRE LES POLES ENERGETIQUES DE L'HABITAT SOLAIRE ET DU-TRANSPORT ELECTRIQUE.

2.1 Interactions existantes

Parmi toutes les interactions envisagées dans l'absolu, certaines sont triviales, évidentes, car elles existent d'ores et déjà (Fig.16). Même si l'on ne s'attardera pas sur leur cas, il est important de les présenter pour les inventorier et les distinguer d'interactions semblables.

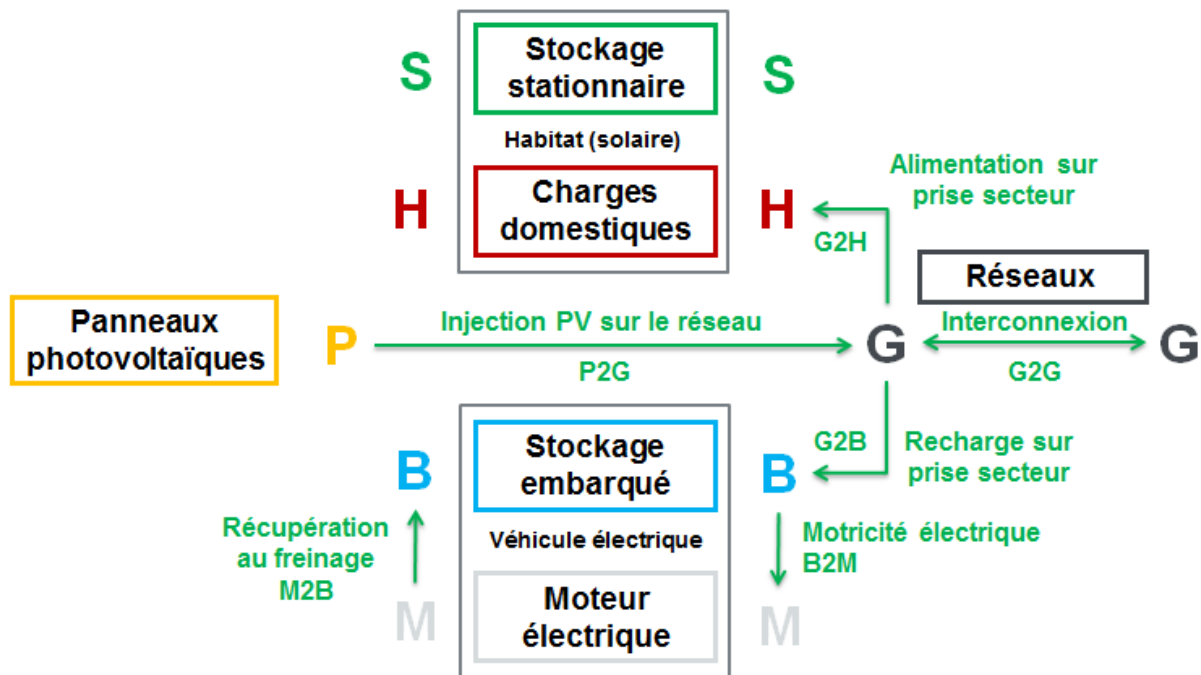


Fig.16. Schéma de synthèse des 6 interactions bipolaires existantes : G2H, B2M, P2G, G2B, M2B, G2G.

➤ Alimentation directe des charges domestiques par le réseau (G2H)

Le *grid-to-house* (G2H) n'est rien d'autre que l'électrification, c'est-à-dire l'alimentation électrique d'une maison par le réseau. C'est un concept séculaire qui est la raison d'être du réseau électrique et voit le gestionnaire du réseau faire coïncider en temps et en lieu l'offre et la demande d'électricité.

L'énergie du réseau peut être issue de divers moyens de production qui injectent sur le réseau l'énergie au fur et à mesure qu'ils la génèrent. Le photovoltaïque connecté réseau (P2G) en est un exemple parmi tant d'autres. Elle peut aussi provenir de réseaux externes qui ont un surplus de production et que cela arrange d'exporter de l'énergie (G2G). Quelle qu'en soit l'origine, l'électricité nécessaire aux besoins domestiques a toujours transité via l'interface d'un réseau. Mais les choses vont changer avec la démocratisation des systèmes de stockage ; cette thèse est là pour en peindre tous les contours possibles à plus ou moins long terme.

➤ Alimentation directe du moteur électrique par le stockage embarqué (B2M)

Le *battery-to-motor* (B2M) est le terme générique de la motricité électrique, *i.e.* la fourniture de courant électrique au moteur par les batteries de stockage pour générer une puissance mécanique sous forme de rotation ensuite transmise aux roues du véhicule.

Dans l'état actuel des choses, cette interaction existe et elle est fonctionnelle, même si les véhicules électriques n'ont pas encore inondé le marché. Elle a la particularité de pouvoir donner lieu à des échanges bidirectionnels entre le stockage embarqué et le moteur car le moteur électrique est réversible et peut fonctionner comme générateur lorsque le véhicule freine. On parle de freinage récupératif ou récupération d'énergie au freinage (M2B).

Outre le freinage récupératif (M2B) qui peut être indirectement à l'origine de la recharge de la batterie, mais de façon passive et donc dans une moindre mesure, l'essentiel de la recharge du stockage embarqué préalable à sa décharge dans le moteur électrique (B2M) est le fait du réseau (G2B), actuellement le seul pourvoyeur en énergie des batteries de véhicule électrique.

➤ Recharge directe du stockage embarqué par récupération au freinage (M2B)

Inversement, on vient de l'évoquer : quand le véhicule freine, le moteur peut fonctionner à l'envers et reconvertir l'énergie cinétique inertielle des roues en une énergie électrique utile à la recharge partielle de la batterie. Ce concept du *motor-to-battery* (M2B) s'appelle de la récupération d'énergie au freinage ou freinage récupératif (M2B). Cette interaction ne peut jusqu'ici provenir ou déboucher sur aucun autre échange d'énergie que celui entretenu avec le seul pôle du stockage embarqué.

Il faut noter le caractère asymétrique des échanges d'énergie entre la batterie et le moteur électrique lors du fonctionnement d'un véhicule électrique. Si le démarrage et les accélérations sont amenés à solliciter la batterie en puissance, ce ne sont néanmoins que des appels peu intenses ($<1C$) et progressifs donc faciles à gérer du point de vue du système de management de la batterie (BMS). Par ailleurs, ils mettent en jeu la décharge de la batterie, phase du cyclage la plus facile à négocier. En revanche, à l'instar des problèmes pouvant découler de la mise en œuvre de la recharge rapide, les phases de freinage récupératif sont des périodes de stress intense pour le matériau de batterie qui voit des forts pics de courant ($>3C$) qu'il doit pouvoir absorber sans heurts ni pertes irréversibles. En ce sens, les problèmes de vieillissement prématuré à cause du freinage récupératif sont un point crucial du développement des packs de batterie. L'utilisation des propriétés des supercapacités à la place ou en complément des batteries Li-ion est une solution à l'étude [21-22].

➤ Recharge directe du stockage embarqué par le réseau (G2B)

Le *grid-to-battery* (G2B) est un autre label qui va de soi et constitue l'essence-même de la mobilité électrique. Il s'agit d'alimenter le stockage embarqué des véhicules électriques avec l'énergie disponible sur le réseau, a priori via une prise secteur et pour des véhicules à l'arrêt.

Comme pour l'alimentation des charges domestiques de l'habitat solaire par le réseau (G2H), l'énergie mise en jeu pour la recharge des batteries de véhicule électrique par le réseau (G2B) peut résulter d'autres interactions telles que l'injection réseau de la production photovoltaïque (P2G) ou le transfert d'énergie entre réseaux via les interconnexions (G2G). En revanche, en l'état actuel des technologies, l'énergie disponible après recharge du stockage embarqué ne peut donner lieu qu'à un seul usage de motricité électrique, l'alimentation du moteur électrique (B2M) à des fins de mobilité.

A moyen terme, d'autres usages sont envisageables pour ce pôle particulier, tels la réinjection sur le réseau (B2G), l'alimentation directe des charges domestiques (B2H) ou le transfert d'énergie entre systèmes de stockage (B2B, B2S). Nous les aborderons plus loin (cf. §3).

➤ Injection réseau directe de la production photovoltaïque (P2G)

Le concept du *production-to-grid* (P2G) consiste à injecter sur le réseau l'électricité produite par des panneaux solaires. Dans la littérature, on l'appelle *solar-to-grid* (S2G) ou bien solaire photovoltaïque en connecté réseau, par opposition au photovoltaïque en site isolé (cf. Chap.2, §1.1). Pratiquée aujourd'hui par des milliers de personnes qui possèdent un système PV connecté réseau, l'injection réseau de la production photovoltaïque (P2G) peut déboucher sur trois usages existants : l'alimentation des charges domestiques (G2H), le soutien d'un autre réseau via l'interconnexion (G2G) et la recharge des véhicules électriques (G2B).

L'imprévisibilité de la production photovoltaïque liée à la variabilité de la ressource solaire et l'imprévisibilité de la consommation des véhicules électriques liée à la variabilité des actes et comportements de recharge remettent aujourd'hui en question l'usage du réseau comme seule interface tampon aux échanges de l'énergie électrique. À terme, les perturbations générées par ces pôles leur imposeront de prendre une part plus active à la stabilisation du plan de tension. En attendant, l'équilibrage du réseau est partiellement assuré par les interconnexions (G2G).

➤ Transfert direct d'énergie entre réseaux électriques (G2G)

Le *grid-to-grid* (G2G) consiste à transférer de l'énergie électrique entre deux réseaux ou plus. Appelées aussi interconnexions, ces liaisons physiques de câbles internationaux sont pour le gestionnaire un moyen direct de contrôler l'équilibre du système électrique qu'il doit gérer.

Les interconnexions sont très importantes pour le maintien de la stabilité du réseau car elles permettent une meilleure robustesse du système électrique, une capacité d'échanges accrue entre les réseaux et une assistance mutuelle entre partenaires, comme ce fût le cas lorsque la France a secouru l'Allemagne en novembre 2006 lors d'un black-out européen quasi-général.

Le principe de l'interconnexion continentale prend tout son sens lorsqu'on pense au fait que les conditions climatiques (influant sur le chauffage) et les paramètres socio-culturels (influant sur les habitudes de consommation) ne sont par exemple pas les mêmes en France qu'en Espagne ou en Allemagne (ex : anticyclone des Açores et entrées maritimes ; horaires de travail, heures des repas).

Généralement, les échanges d'énergie entre pays sont contractualisés à l'avance et concernent des pays voisins car plus on importe l'énergie de loin, plus il y a d'intermédiaires de passage et de pertes en ligne. Néanmoins, le transfert d'énergie entre réseaux peut faire l'objet de transactions sur le marché de gros et mobiliser des acteurs lointains appartenant à un même espace de collaboration ou d'association de réseaux nationaux. La France appartient à l'UCTE (Fig.17) et à ce titre elle peut par exemple envisager d'importer de l'électricité hongroise ou grecque si le contexte l'impose et que toutes les conditions de quantité et de prix proposées sont intéressantes.

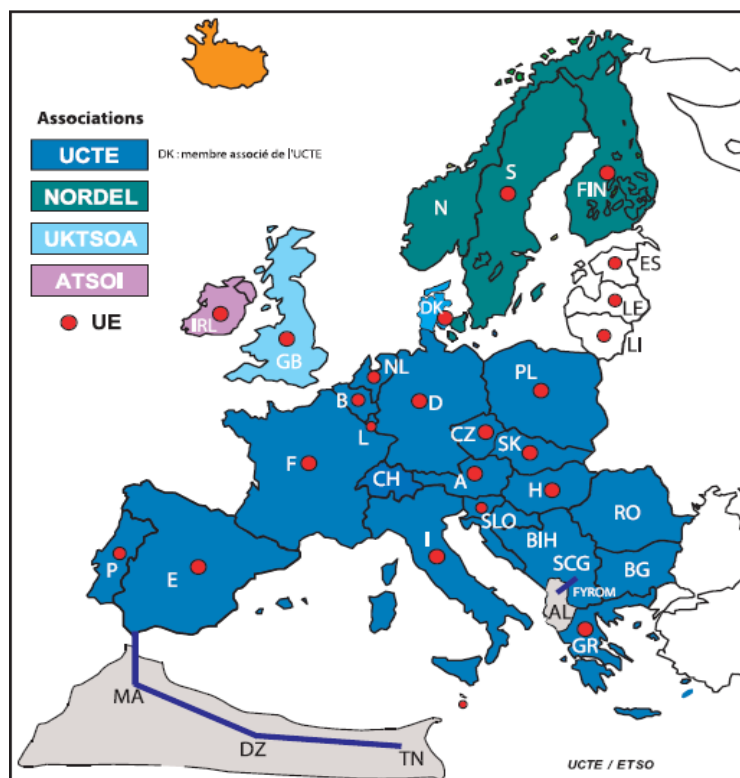


Fig.17. Interconnexion du système électrique français avec les pays d'Europe de l'Ouest [RTE, 2007].

2.2 Interactions envisageables à court terme

Les interactions envisageables au plus court terme font principalement intervenir le système de stockage stationnaire (Fig.18). C'est un pôle attractif à la fois vis-à-vis du photovoltaïque dont il permet d'augmenter l'autoconsommation et vis-à-vis du réseau dont il permet de lisser la courbe de charge. Dans les deux cas, les charges domestiques reçoivent l'énergie stockée. L'habitat solaire et le réseau y gagnent : en économies d'une part ; en stabilité d'autre part.

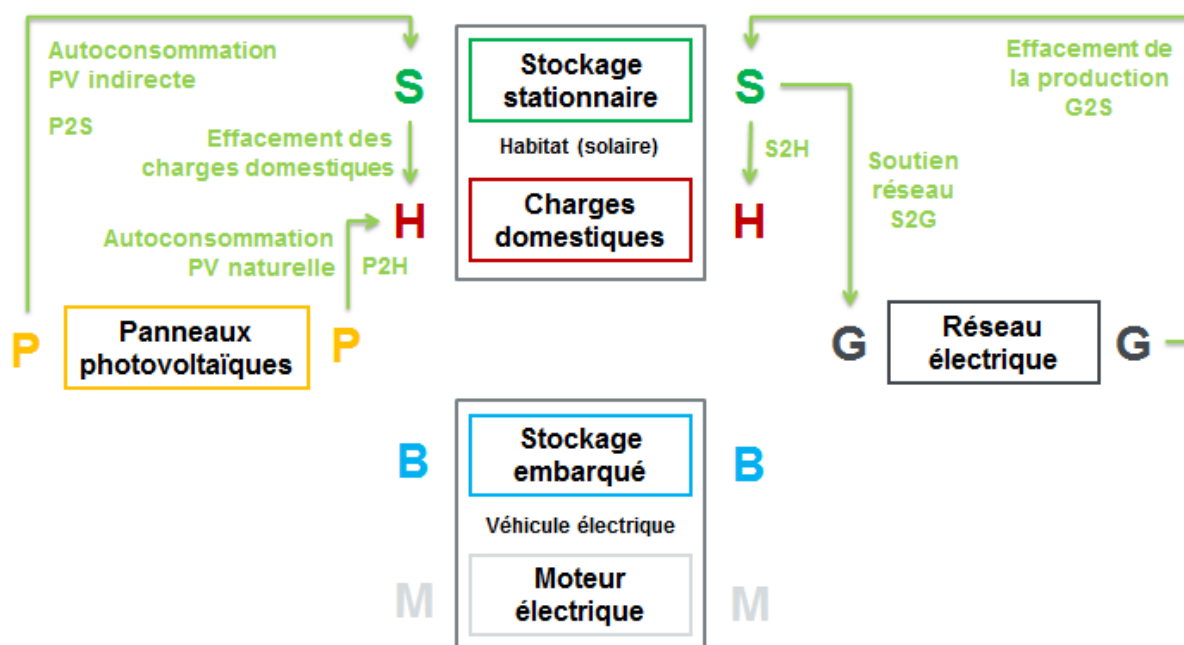


Fig.18. Schéma de synthèse des 5 interactions bipolaires possibles à court terme : P2H, P2S, S2H, G2S, S2G.

➤ Alimentation directe des charges domestiques par le photovoltaïque (P2H)

Le terme de *production-to-house* (P2H) ne désigne ni plus ni moins que l'autoconsommation domestique directe de la production décentralisée d'électricité, ici d'origine solaire photovoltaïque. Contrairement aux autres pôles qui peuvent être à la fois accepteur et donneur d'électricité, le P2H est une interaction simple et directe d'un donneur pur vers un accepteur pur. Bien sûr, ce n'est pas un concept nouveau car, déjà au début de la filière photovoltaïque, le propriétaire de l'installation photovoltaïque avait le choix entre injecter toute sa production sur le réseau, moyennant un tarif de rachat avantageux, ou bien consommer sur place l'électricité produite et ne revendre que le surplus de production au fournisseur d'électricité. Mais, du fait de la rentabilité de l'investissement et de la durée de son amortissement, la première option a toujours été plébiscitée aux dépens de la seconde.

En clair, la production PV française fait aujourd'hui plus souvent l'objet d'une injection réseau pure et simple que d'une autoconsommation. Et ce constat est général à tous les pays qui ont adopté des mesures incitatives pour rétribuer les propriétaires d'installations PV en connecté réseau. Toutefois, à terme, le mécanisme de financement des installations et le principe même d'injection totale sur le réseau sont voués aux gémonies car ils n'encouragent ni les économies d'énergie, ni l'usage local de l'électricité produite. Selon toute vraisemblance, une interface de stockage stationnaire viendra donc s'immiscer dans l'habitat solaire pour pallier ces problèmes. Du point de vue physique, cela ne changera rien si le besoin électrique des charges domestiques est concomitant avec la production photovoltaïque, car les électrons alimentent la charge au plus proche de leur lieu de production. Mais si le besoin est décalé vis-à-vis de la production, on s'épargne alors à la fois les pertes en ligne du transport de l'électricité photovoltaïque vers là où elle est consommée sur le réseau et les pertes en ligne du transport de l'électricité venant du réseau pour alimenter les charges domestiques.

➤ Recharge directe du stockage stationnaire par le photovoltaïque (P2S)

Le concept du *production-to-stationary* (P2S) consiste à utiliser la production photovoltaïque pour recharger un système de stockage stationnaire. Il s'agit d'accroître la couverture solaire des besoins domestiques en ne tablant pas seulement sur l'autoconsommation naturelle mais aussi sur l'autoconsommation indirecte servie par le stockage. Bien sûr, ce concept est déjà à l'œuvre et fonctionnel dans les systèmes en site isolé. Néanmoins ce n'est pas une application qui fait référence à l'échelle de l'habitat solaire tel qu'il a été défini au début de ce chapitre. Par ailleurs, le stockage du photovoltaïque peut aussi servir au réseau, de diverses manières. En clair, le stockage stationnaire de la production photovoltaïque offre deux débouchés à court terme : l'alimentation des charges domestiques (S2H) et l'injection réseau (S2G).

Dans le premier cas, l'idée est d'améliorer l'autoconsommation qui est liée à la concomitance naturelle des besoins électriques domestiques avec la production photovoltaïque. On l'a vu, c'est vraisemblablement la prochaine étape de développement de la filière, tirée par l'action exemplaire des Allemands. À ce titre, elle fait l'objet d'une R&D active dans les laboratoires publics et privés de la filière. Le cœur de cette thèse y est d'ailleurs consacré (cf. Chap.5). Dans le second cas, l'idée saillante est de soutenir le réseau. Elle est exposée ci-après (§2.5).

De ce point de vue, le P2S est le moyen de rendre soutenable une injection de la production décentralisée intermittente qui est parfois négative du point de vue du gestionnaire de réseau. En somme, le P2S peut déboucher sur du S2H autant que sur du S2G, auquel cas il sollicite le stockage à la fois pour augmenter la couverture solaire des charges domestiques et pour réduire l'impact négatif de l'injection sur le réseau de la production solaire intermittente.

➤ Alimentation directe des charges domestiques par le stockage stationnaire (S2H)

Le concept du *stationary-to-house* (S2H) consiste à utiliser l'énergie stockée dans le système de stockage stationnaire pour alimenter les charges demandeuses d'électricité dans la maison. Cet approvisionnement peut se faire à des moments choisis ou des moments subis, auquel cas le stockage stationnaire intervient au bénéfice des charges comme un générateur de secours. Quel que soit le motif de son usage, l'énergie dépensée peut venir du stockage de l'électricité issue de la production photovoltaïque aussi bien que de celle directement issue du réseau.

Comme on l'a vu précédemment, le S2H peut être le pendant du P2S dans la mesure où le stockage sert à décaler temporellement la satisfaction du besoin des charges domestiques. Il revient alors à accroître la couverture solaire des besoins électriques de la maison en même temps qu'il augmente l'autoconsommation générale de la production photovoltaïque.

Maintenant, plutôt que de n'être que l'interface du photovoltaïque, le stockage stationnaire peut aussi être une interface par rapport au réseau électrique global. Jusqu'à présent, avant de déclencher des moyens coûteux et polluants tels que les centrales thermiques, le gestionnaire mobilisait le pompage hydraulique pour pallier les écarts d'énergie et de puissance appelés par les charges. Mais, à court terme, les systèmes de stockage stationnaire associés à l'habitat solaire seront de plus en plus nombreux et ils constitueront autant de capacités de stockage dispersées et décentralisées au service du réseau pour assurer l'équilibre du plan de tension.

Ainsi, à la place de l'actuel moyen d'ajustement indirect basé sur deux tarifs en heure pleine et heure creuse pour le particulier, le stockage stationnaire de l'habitat solaire pourrait être un moyen d'ajustement proactif étendant l'action du *dispatching* aux quartiers résidentiels, par exemple sous la forme d'un poste d'agrégateur. Salarié du public ou du privé, l'agrégateur serait rémunéré pour gérer le stockage des particuliers dans un souci de compromis entre les gains pour le gestionnaire, liés au service réseau rendu, et les gains pour le particulier, liés à la revente du photovoltaïque sur le réseau et à la sollicitation plus régulière de la batterie.

➤ Recharge directe du stockage stationnaire par le réseau (G2S)

Le paragraphe précédent nous mène au concept du *grid-to-stationary* (G2S). Avant de fournir de l'énergie aux charges de la maison pour en lisser la consommation, une étape de recharge du stockage est nécessaire, soit par la production (P2S), soit par le réseau directement (G2S).

Dans ce dernier cas, l'idée est de stocker l'énergie quand elle est peu chère et de la revendre quand les prix du marché sont élevés, à la manière d'un *trader* d'énergie mais en local, pour des volumes limités et sans porter préjudice à la durée de vie du système de stockage. Celui-ci sera d'autant mieux amorti qu'il sera utilisé souvent, le vieillissement du lithium-ion en calendrier (hors usage) étant plus élevé que le vieillissement en cyclage (en usage), à condition que cet usage soit modéré et sur de faibles profondeurs de décharge (DOD) [23-25]. Cette recharge par le réseau ne bénéficie pas seulement au particulier peut faire des économies en jouant sur les écarts de tarifs de l'électricité. Le réseau lui-même pourra utiliser le stockage à cette fin, comme service de soutien réseau (S2G).

Le stockage stationnaire connecté réseau existe déjà, sous diverses formes (Fig.19). C'est un moyen d'ajustement classique et indispensable dans la plupart des pays. Mais il met en jeu bien souvent des moyens de stockage centralisés de moyenne et grande taille qui ne rentrent pas dans le cadre de la fonction stockage associée à l'habitat solaire tel que défini au début de ce chapitre. Si les batteries sodium-soufre (NaS) et plomb (Pb) peuvent servir de stockage à l'échelle de l'immeuble résidentiel ou de l'entrepôt industriel respectivement, elles ne conviennent cependant pas d'un point de vue technico-économique pour la maison particulière équipée d'une installation PV typique de 3 kWc. On peut donc dire que c'est un concept qui n'est pas tout à fait d'actualité mais qui gagnerait à le devenir, d'autant que les technologies et les lois sont prêtes à l'intégrer aux mœurs et modes de vie. En somme, il n'y a ni verrou technologique, ni obstacle juridique au développement futur du G2S. Il suffit que les industriels du secteur électrique acceptent de s'engager dans la voie du connecté réseau à l'échelle de l'individu ou de l'agrégateur. Un marché est clairement disponible mais il requiert des investissements tels qu'il ne pourra passer que par les grands groupes et éventuellement un consortium de grands groupes encouragés par le gouvernement.

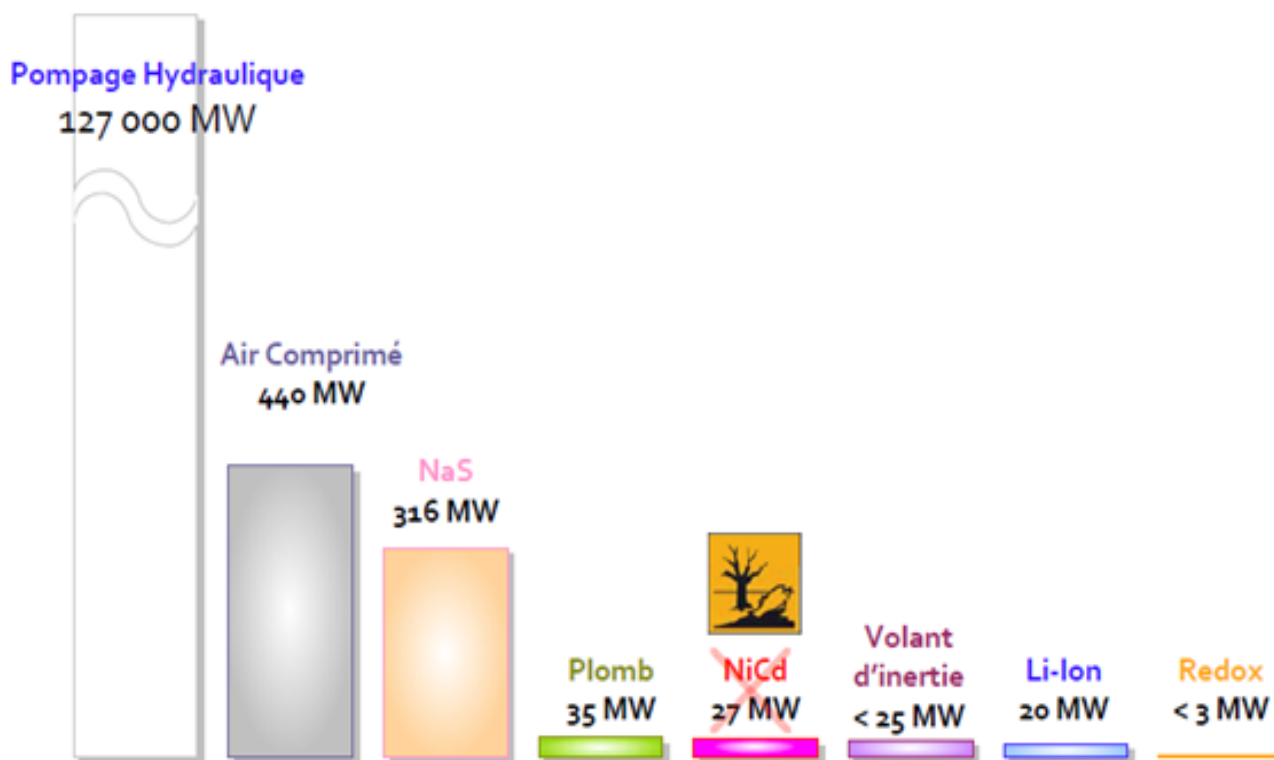


Fig.19. Répartition par technologie de la puissance installée de stockage d'électricité dans le monde [26].

➤ Injection réseau directe de l'énergie du stockage stationnaire (S2G)

Le *stationary-to-grid* (S2G) est le pendant du *grid-to-stationary* (G2S) : après avoir chargé le système de stockage de l'habitat solaire à des moments où cela arrangeait le particulier qui y réside, par exemple lorsqu'il y a un surplus de production d'électricité susceptible de faire chuter les plans de tension et de fréquence, le gestionnaire peut décider de vouloir récupérer l'énergie stockée à des moments où le réseau est déséquilibré dans l'autre sens. Cela peut avoir lieu lorsque l'énergie est chère ou que la demande augmente fortement (ex : lors des pics de consommation en soirée).

Le S2G peut aussi contribuer indirectement à l'injection sur le réseau de la production PV, selon un plan de production bien défini répondant au cahier des charges d'une application de service réseau telle que l'écrtage ou l'effacement de pointe. Dans le même ordre d'idée, le stockage peut jouer le rôle d'interface pour accumuler la totalité de l'énergie PV mais ne la restituer que partiellement, selon un profil bien déterminé qui sera connu d'avance par le gestionnaire de réseau, une production prévisible. On parle de 'PV garanti' car, du point de vue du réseau, l'apport d'électricité est régulier et fixe quelles que soient les conditions météorologiques à l'origine de la production solaire.

Dans le cas d'applications ponctuelles en service réseau, la concrétisation du S2G suppose de créer et d'implémenter un système de communication entre le gestionnaire de réseau et les systèmes de stockage ou, mieux, entre lui et l'agrégateur qui les gère en foisonnement à l'échelle décentralisée. On peut par exemple penser à un signal codé dans le courant porteur comme c'est le cas pour la bascule entre les tarifs heure pleine / heure creuse. A l'instar des mini-stations météo installées auprès des centrales photovoltaïques et qui en relayent la prévision de production, le GPRS ou tout autre protocole de télécommunication adapté aux exigences du soutien réseau conviendrait aussi.

2.3 Interactions envisageables à moyen terme

Les interactions possibles à moyen terme mobilisent surtout le stockage embarqué du VE (Fig.20). C'est un pôle archi-présent qui est donneur et accepteur vis-à-vis de tous les autres pôles, sauf du moteur. Le stockage stationnaire intervient aussi, dans une moindre mesure, en interaction propre.

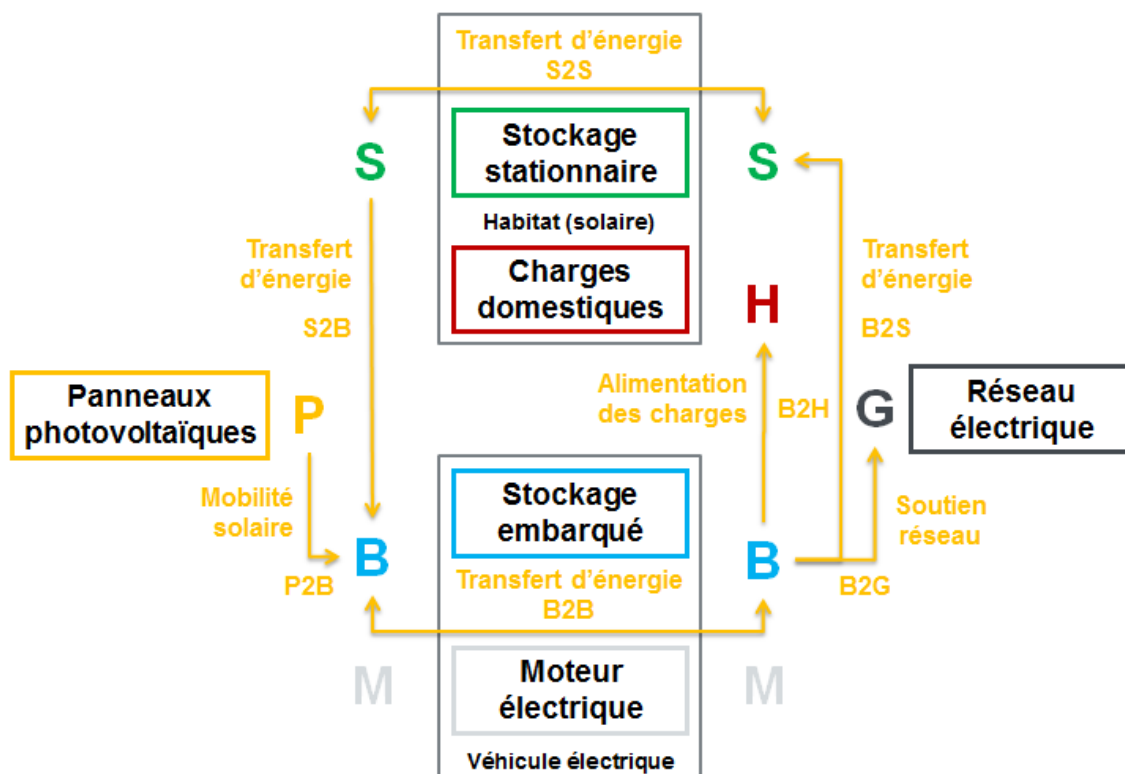


Fig.20. Synthèse des 7 interactions bipolaires possibles à moyen terme : P2B, B2G, B2B, S2S, S2B, B2S, B2H.

➤ Recharge directe du stockage embarqué par le photovoltaïque (P2B)

L'idée du *production-to-battery* (P2B) est d'injecter la production PV directement dans le stockage embarqué du VE. L'exemple typique est un véhicule qui se recharge sous une ombrière PV servant de parking couvert, des systèmes en vogue aujourd'hui. Mais on peut aussi penser à un simple garage recouvert de panneaux photovoltaïques. Dans notre cas, l'habitat solaire voit sa production PV installée en toiture. Le fait de recharger directement le VE via cette production suppose de tirer un câble dédié entre l'onduleur PV et la borne de recharge du VE, éventuellement via un *switch* intermédiaire qui gèrerait les échanges d'énergie avec le reste des charges domestiques de la maison.

Le but principal de l'interaction P2B est de recharger des batteries qui *in fine* fourniront l'énergie utile à la motricité du véhicule électrique dans son ensemble. On parle aussi de « mobilité solaire ». En réalité, le stockage embarqué rechargé par le PV peut offrir d'autres usages à l'énergie stockée, tels que l'alimentation des charges domestiques (B2H), l'injection sur le réseau (B2G) et le transfert d'énergie avec d'autres systèmes de stockage, embarqués (B2B) ou stationnaires (B2S). Cela veut dire que le stockage embarqué participe respectivement à la couverture solaire du besoin électrique, à la gestion de l'énergie solaire injectée sur le réseau (écrêtage de production, PV garanti) et à la recharge du stockage stationnaire pour alimenter des besoins électriques ultérieurs.

Exemple : Pour ce dernier cas, moins parlant, on peut imaginer les scénarios suivants :

- Nous sommes en semaine. Le VE a rechargé en journée sur le lieu de travail grâce à une ombrière PV. Quand il se stationne le soir devant l'habitat solaire, le VE restitue son restant d'énergie embarquée au stockage stationnaire afin de pallier les futures consommations de la maison (schéma mixte P2B/B2S/S2H) ;
- Nous sommes le weekend. Le VE stationne devant l'habitat solaire toute la journée et ne sera utilisé que le soir à des fins de mobilité. Or les panneaux solaires PV produisent beaucoup : ils rechargent non seulement le stockage stationnaire mais également tout ou partie du stockage embarqué. Plus tard, en absence de soleil et en présence d'une forte demande des charges de la maison, le stockage stationnaire se vide intégralement. Le stockage embarqué prend alors le relais temporairement (schéma simple P2B/B2H) jusqu'à ce que ce soit le moment pour le propriétaire de s'en aller. Le stockage embarqué garde alors une partie de sa capacité pour couvrir l'autonomie utile aux déplacements prévus (schéma simple P2B/B2M) et transfère le reste au stockage stationnaire pour pallier la demande résiduelle de la maison (schéma mixte P2B/B2S/S2H).

➤ Injection réseau directe de l'énergie du stockage embarqué (B2G)

Le *battery-to-grid* (B2G) est une idée innovante en rupture avec les schémas classiques de mobilité électrique. C'est un concept somme toute applicable dans un futur proche qui correspond à ce qu'on a jusqu'ici appelé le *vehicle-to-grid* (V2G). Concrètement, cela consiste à réinjecter sur le réseau tout ou partie de l'électricité qu'on y a prélevée auparavant pour charger les batteries de VE (G2B).

Le débouché principal de l'énergie embarquée est le soutien au réseau. Ce service rétribué devient valorisant et bénéfique à la fois pour le gestionnaire de réseau, qui y trouve le moyen de compléter son parc de production pour pallier une forte demande ou la perte d'un groupe de production, et pour le propriétaire du VE qui y trouve un apport financier complémentaire intéressant pour amortir le coût de ses batteries et du VE dans sa globalité. La gestion bidirectionnelle de l'énergie stockée dans les batteries de VE suppose la création d'un système de télécommunication entre VE et réseau.

Le V2G tel qu'il a été conçu à la base n'intégrait pas d'autres flux d'énergie que ceux provenant du réseau (G2B) ou, trivialement, du moteur électrique (M2B). Il en existe pourtant une multitude. Outre la recharge classique et le freinage récupératif, on a vu que le stockage embarqué pouvait être rechargé par le PV (P2B). On verra qu'il peut aussi l'être par un autre VE via sa batterie (B2B) ou par l'habitat solaire via son stockage stationnaire (S2B). Outre l'équilibrage du réseau en réponse à la demande d'électricité exprimée par les charges en local (G2B et G2H) et à l'international (G2G), l'énergie restituée au réseau par le stockage embarqué peut aussi servir à recharger du stockage stationnaire (G2S). Au final, le B2G est au carrefour d'une kyrielle d'interactions simples formant des schémas mixtes d'usage d'énergie à la convergence entre habitat solaire et transport électrique.

➤ Transfert direct d'énergie entre stockages embarqués (B2B)

Le *battery-to-battery* (B2B) va plus loin dans le scénario futuriste d'une interaction du VE avec son voisinage immédiat, et non plus seulement avec le réseau qui l'approvisionne. Typiquement, il rend possible le transfert d'énergie entre des VE qui sont connectés à un même nœud du réseau pour leur recharge (G2B). Le temps de stationnement étant assez long dans des lieux où d'autres VE sont en train de recharger (ex : 7h au travail, 1h chez le coiffeur, au supermarché, etc.), cela constitue une base favorable à l'exploitation du stockage embarqué pour le soutien réseau (B2G), une exploitation qui serait réalisée soit par le gestionnaire de réseau, soit par des agrégateurs mandatés localement. La mise en œuvre la plus parlante est liée à la recharge des VE sur les parkings d'hypermarchés. Comme pour l'interaction précédente, l'origine de l'énergie fournie aux batteries de VE est variée et ne dépend pas seulement du réseau pour leur recharge. Concernant les débouchés de l'énergie transférée, le B2G n'est qu'un usage parmi d'autres.

Le propriétaire du VE bidirectionnel du futur ne fait pas que participer au service réseau (B2G) ou à la mutualisation de la charge du VE de ses voisins ou collègues de travail (B2B), il doit aussi mener sa propre existence et utiliser son véhicule pour son propre intérêt de mobilité. Au gré de son besoin naturel de déplacement, que celui-ci soit professionnel (mission ponctuelle, trajets domicile-lieu de travail) ou personnel (courses, services, loisirs, études), le véhicule qu'il conduit sera ainsi amené à stationner à des endroits distincts mais toujours à proximité immédiate d'autres VE (au travail, dans une zone commerciale, sur la voie publique, etc.). Comme il aura dépensé de l'énergie pour arriver à ce point de stationnement, son exigence minimale sera de récupérer tout ou partie de l'énergie dépensée pour regagner une autonomie satisfaisante lui permettant de poursuivre ses déplacements.

Si la capacité de stockage disponible dans son véhicule est utilisée par un tiers, l'état de charge de la batterie variera forcément à la baisse. Toutefois, le propriétaire du véhicule s'attendra à ce qu'un niveau d'autonomie satisfaisant lui soit restitué. En particulier, il voudra en partant une autonomie au moins égale à celle affichée à l'arrivée sur le lieu de stationnement. Dans l'idéal, la batterie aura été totalement rechargée. Beaucoup de *business plans* sont possibles pour une participation du VE à un quelconque transfert d'énergie, mais ils présupposent tous de répondre à cette question de remettre les batteries sollicitées à leur état de charge de départ. On peut dès lors imaginer utiliser le *turnover* naturel de véhicules sur le lieu de stationnement pour qu'un véhicule à peine arrivé serve une fois garé à recharger un VE qui va repartir, le parc global servant par ailleurs au service réseau. En somme, c'est le principe des vases communicants appliqué aux VE.

Exemple : Imaginons plusieurs VE qui se garent successivement sous une même ombrière PV. Les panneaux génèrent une énergie supposée constante mais le nombre de VE à alimenter varie avec le temps. Une voiture chargée à 50% arrive en premier et charge 2h jusqu'à atteindre 90% de SOC (soit 20% de SOC par heure). Puis trois VE de même capacité et chargés à 50% se stationnent à côté. Les quatre VE sont programmés pour partir 30 min plus tard. Va-t-on préférer laisser partir la première voiture à 100% et les autres à 60% ou bien réaliser un transfert d'énergie entre les batteries des VE pour égaliser leur état de charge à 70% ? Tout dépend du business plan choisi mais on conçoit aisément que la mutualisation présente parfois un avantage particulier que n'offre pas le simple schéma P2B/B2G. Comme pour le B2G, elle exigera toutefois l'automatisation des ordres de charge et décharge selon les desiderata des propriétaires de VE. Optimisation et télématique devront donc faire partie intégrante d'un système complexe mais attractif pour l'utilisateur final.

➤ Transfert direct d'énergie entre stockages stationnaires (S2S)

Dans le même esprit de mutualiser la gestion des systèmes de stockage, on peut cette fois imaginer un système de vases communicants entre des stockages stationnaires, par exemple à l'échelle d'un quartier d'habitats solaires. C'est le *stationary-to-stationary* (S2S). Comme pour B2B, une kyrielle de scénarios d'usage et de *business plans* sont envisageables pour le S2S selon la nature, la quantité et la temporalité de l'offre et de la demande d'électricité mettant en jeu ces stockages stationnaires.

Exemple : Imaginons une maison délaissée pendant les vacances. En l'absence du propriétaire, le PV en toiture continue de produire et le stockage stationnaire continue d'absorber l'énergie produite (P2S). Si le propriétaire n'a pas souscrit à un service de soutien réseau permettant au gestionnaire ou à un agrégateur d'utiliser son stockage stationnaire comme réserve de capacité pour le réseau (S2G), il peut alors aider d'autres personnes – typiquement, les voisins – en mettant à leur disposition une réserve d'énergie pour alimenter leur maison (S2H) ou leur VE (S2B) moyennant une contrepartie (financière ou énergétique).

Cette énergie échangée entre plusieurs stockages stationnaires peut résulter d'interactions à court et à moyen terme. Chaque stockage stationnaire peut avoir été rechargé au préalable via la production PV (P2S), le réseau (G2S) ou le transfert d'énergie issue d'autres systèmes de stockage (B2S, S2S). On peut également imaginer des maisons particulières équipées de stockage stationnaire mais sans installation photovoltaïque en toiture et/ou véhicule électrique dans le garage. Grâce au S2S, elles profiteront d'une plus grande couverture de leur besoin électrique sans passer par le réseau national.

Le S2S exigera les mêmes dispositifs de gestion intelligente et automatisée des flux d'énergie et de puissance entre systèmes de stockage, via des logiciels d'optimisation en lien avec des stations de mesures pour prédire le productible solaire attendu et avec de la télématique apte à transmettre les exigences ou *desiderata* des voisins propriétaires d'habitat solaire vis-à-vis de l'usage partiel ou total de leur stockage par l'agrégateur et/ou le gestionnaire de réseau.

➤ Recharge directe du stockage embarqué par le stockage stationnaire (S2B)

L'interaction *stationary-to-battery* (S2B) correspond à la recharge du stockage embarqué du VE à partir du stockage stationnaire de l'habitat solaire. Elle peut intervenir après une recharge de ce dernier par la production photovoltaïque (P2S), par le réseau (G2S), par un système de stockage stationnaire voisin (S2S) ou par un VE (B2S). Ensuite, elle peut déboucher sur de la mobilité électrique (B2M) et des interactions à moyen terme déjà citées plus haut (B2H, B2G, B2B, B2S).

Exemple : Le propriétaire d'un VE est au travail toute la journée. Pendant ce temps, il ne consomme que peu d'énergie chez lui et toute sa production PV sert à charger le stockage stationnaire de la maison (P2S). Il rentre le soir avec son VE et le connecte via un câble de recharge bidirectionnel. Suivant un ordre de priorité du transfert d'énergie, le stockage stationnaire va se décharger dans la batterie du VE (S2B) pour lui redonner une autonomie utile aux trajets du lendemain (B2M) et ce sans devoir prélever d'énergie sur le réseau au moment critique du pic de consommation. Plus tard, si l'utilisateur consomme de l'énergie chez lui, la recharge du véhicule pourra être suspendue ou arrêtée au profit des charges domestiques (S2H), selon le mode de gestion d'énergie choisi par l'utilisateur et selon le contexte technico-économique de gestion du réseau et des marchés de l'électricité. Le cas échéant, si le stockage stationnaire ne suffit pas à approvisionner les charges domestiques, la batterie de VE pourra prendre le relais, directement (B2H) ou indirectement (B2S).

➤ Recharge directe du stockage stationnaire par le stockage embarqué (B2S)

L'interaction *battery-to-stationary* (B2S) est la réciproque du S2B. Elle correspond à la recharge du stockage stationnaire de l'habitat solaire à partir du stockage embarqué du VE. Elle peut intervenir après une recharge de ce dernier par la production PV (P2B), par le réseau (G2B), par le système de stockage stationnaire (S2B) ou par un VE voisin (B2B). Ensuite, elle peut déboucher sur les usages classiques du stockage stationnaire déjà cités plus haut (S2H, S2G, S2B, S2S ; cf. Chap.2, §3).

Exemple : Le possesseur d'un VE rentre du travail où sa batterie a été chargée par une ombrière PV (P2B). Le temps étant maussade, le besoin de recharge n'a été que partiellement couvert ; le réseau a fourni le complément aux périodes où l'énergie était moins chère à consommer (G2B). En passant, l'utilisateur s'arrête à l'hypermarché pour faire des courses. Pour le remercier de sa venue et de sa fidélité, l'agrégateur mandaté par l'hypermarché lui fournit une part de l'énergie générée par les ombrières PV du parking et accumulée via les vases communicants avec d'autres VE (P2B/B2B) ou via le stockage stationnaire afférent (P2S/S2B). En arrivant chez lui, s'il n'a pas été rechargé par le PV, l'utilisateur peut décider d'utiliser une part de sa capacité de batterie pour recharger le stockage stationnaire (B2S) utile aux charges domestiques (S2H).

➤ Alimentation directe des charges domestiques par le stockage embarqué (B2H)

L'interaction *battery-to-house* (B2H) correspond à l'alimentation des charges domestiques via les batteries du VE. Avec ce concept, le stockage embarqué pourrait servir de générateur de secours en cas d'indisponibilité du réseau. Dans la littérature, on parle de *vehicle-to-house* (V2H), concept issu du V2G et pouvant aussi s'appliquer aux immeubles via le *vehicle-to-building* (V2B). Le B2H peut faire suite à toute interaction permettant la recharge du stockage embarqué. En revanche, l'énergie n'a pas de débouché ultérieur car les charges domestiques sont un pôle accepteur pur d'électricité. Sa mise en œuvre suppose simplement que le VE soit connecté au même *bus bar* que les charges.

2.4 Interactions envisageables à long terme

Les interactions à long terme mobilisent le moteur électrique (Fig.21), un pôle a priori peu propice à la convergence car dépendant de fortes ruptures technologiques. D'apparence irréalistes, ce sont des vues de l'esprit intéressantes pour imaginer et créer les futurs schémas de mobilité électrique.

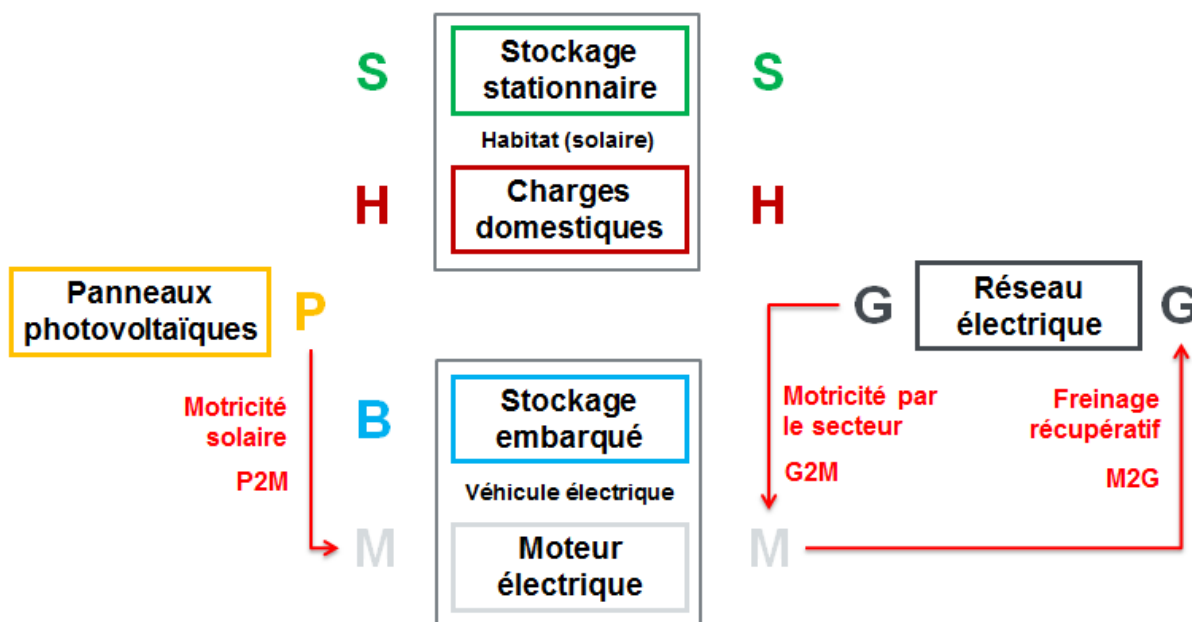


Fig.21. Schéma de synthèse des 3 interactions bipolaires à long terme : G2M, M2G, P2M.

➤ Alimentation directe du moteur électrique par le réseau (G2M)

Une vision futuriste des VE consiste à les voir directement alimentés par le réseau via des rails ou des glissières électrifiées, tels des trains, trams ou autos-tamponneuses. Le concept en lui-même est simple mais sa réalisation suppose une infrastructure coûteuse et complexe à réaliser concrètement. Au moins en ville, on peut imaginer installer des rails comme ceux d'un tram, mais cela suppose de suivre une voie toute tracée là où le véhicule particulier est *a priori* l'expression d'un besoin de se déplacer où bon semble au conducteur. On peut aussi imaginer un système rétractable de caténaires permettant à l'usager de suivre un câble électrifié tout en pouvant s'en séparer quand il en a l'envie, basculant alors sur l'autonomie des batteries (ex : autobus bi-mode à caténaire et batteries [27]).

L'avantage de ce système est que l'autonomie du VE est augmentée ; elle ne repose plus seulement sur le stockage embarqué mais également sur le réseau. Ce dernier sera d'autant plus robuste que les prélèvements d'énergie utiles à la mobilité seront progressifs et de fait prévisibles du gestionnaire. En outre, il est possible de mutualiser les infrastructures concernées avec d'autres types de transport (tram, bus) à la place du système de bornes de recharge imaginé aujourd'hui pour développer le VE.

A long terme, l'impact réseau des appels de puissance des VE sera d'autant moins important que de nombreux schémas de transferts d'énergie auront été inventés à cette date et développés en suivant l'axe applicatif du soutien réseau, par exemple sur la base du stockage bidirectionnel (S2G, B2G). Au niveau des débouchés de l'énergie électrique fournie par le réseau au moteur électrique, outre le freinage récupératif réinjecté dans les batteries (M2B), un autre type de scénario de gestion verrait la réinjection de l'énergie récupérée sur le réseau électrique global (M2G). Il est présenté ci-après.

➤ Injection réseau directe de l'énergie récupérée au freinage (M2G)

Le *motor-to-grid* (M2G) sera le pendant du *motor-to-battery* (M2B) pour le réseau, si tant est que le *grid-to-motor* (G2M) ait été préalablement rendu possible. En clair, le fonctionnement du moteur comme générateur au freinage convertit l'inertie des roues en une énergie valorisée sur le réseau. Les forts pics de puissance ainsi réinjectés seront lissés par le nombre de VE en circulation et par les appels d'énergie simultanés prélevés sur le même câble par des VE en fonctionnement moteur. L'énergie récupérée au freinage servira à tous les autres usages issus du réseau, de l'alimentation de charges (G2H, G2M) à la recharge du stockage (G2B, G2S) en passant par l'interconnexion (G2G). Pour éviter d'endommager le stockage embarqué dans l'habitacle, on pourra envisager de se passer du freinage récupératif alimentant la batterie et ne considérer *in fine* que cette réinjection réseau. Cela suppose néanmoins une bonne indépendance des circuits électriques dédiés et/ou un besoin d'autonomie limité entre deux raccordements du VE au câble réseau.

➤ Alimentation directe du moteur électrique par le photovoltaïque (P2M)

Le concept du *production-to-motor* (P2M) consiste à alimenter le moteur électrique à partir du PV directement, sans interface de stockage. C'est une légère entorse à l'habitat solaire tel que défini au début de ce mémoire car cela suppose que la production soit elle aussi embarquée à bord du VE. Toutefois, on imagine bien la présence de cellules PV intégrées à la carrosserie ou aux vitres du VE. Une fois de plus, l'énergie fournie par le PV au moteur électrique peut être récupérée au freinage ou réinjectée soit dans les batteries de VE (M2B), soit dans le réseau électrique global (M2G).

L'idée du P2M existe déjà derrière le concept de Sun Racers, ces prototypes de VE qui concourent lors de compétitions internationales pour couvrir le plus long trajet avec la seule énergie solaire. Mais souvent ils mettent en jeu un stockage embarqué palliant l'absence de soleil ou bien alors les courses sont organisées à des endroits spécifiques où la ressource solaire est garantie. Dans la vie de tous les jours, ce ne sont pas les conditions de mobilité auxquelles on s'attend. En particulier, une grande partie de nos besoins de mobilité sont exprimés tôt le matin et en soirée, des moments où l'ensoleillement n'a pas encore commencé ou est trop faible pour alimenter un moteur de plusieurs kilowatts de puissance nominale. Cependant, pour d'autres véhicules motorisés (camions, tracteurs) ou tractés (remorques, caravanes), l'idée de satisfaire une partie des besoins électriques de mobilité (via des moteurs ou moteurs-roues) a du sens car les trajets coïncident avec la présence du soleil.

Vraisemblablement, le PV servira plutôt aux auxiliaires utilisés en journée lorsque l'ensoleillement est présent, si tant est qu'un petit étage de conversion DC/DC ait été prévu pour la circonstance. Dans l'ensemble, il faut néanmoins s'attendre à ce que les cellules intégrées à la carrosserie ou aux vitres servent à alimenter en direct le stockage embarqué plutôt que le moteur, revenant ainsi à une interaction *production-to-battery* (P2B). Ce constat est étayé par le fait que les VE passeront le plus clair de leur temps à l'arrêt et à l'extérieur, sous le soleil, contribuant ainsi à recharger les batteries.

En clair, le PV ne pourra fournir qu'une petite partie de l'énergie utilisée par le VE, et non pas la totalité, et il alimentera sûrement le stockage embarqué plutôt que le moteur. Néanmoins, on n'est pas à l'abri d'une découverte majeure en rupture technologique totale qui permette une production d'énergie singulière à partir de faibles surfaces photovoltaïques.

2.5 Interactions impossibles

Il est des interactions qui sont physiquement impossibles et ne sont donc pas envisageables à quelque terme que ce soit. Elles mobilisent principalement le moteur électrique qui ressort de fait comme le parent pauvre de la convergence habitat-transport (Fig.22).

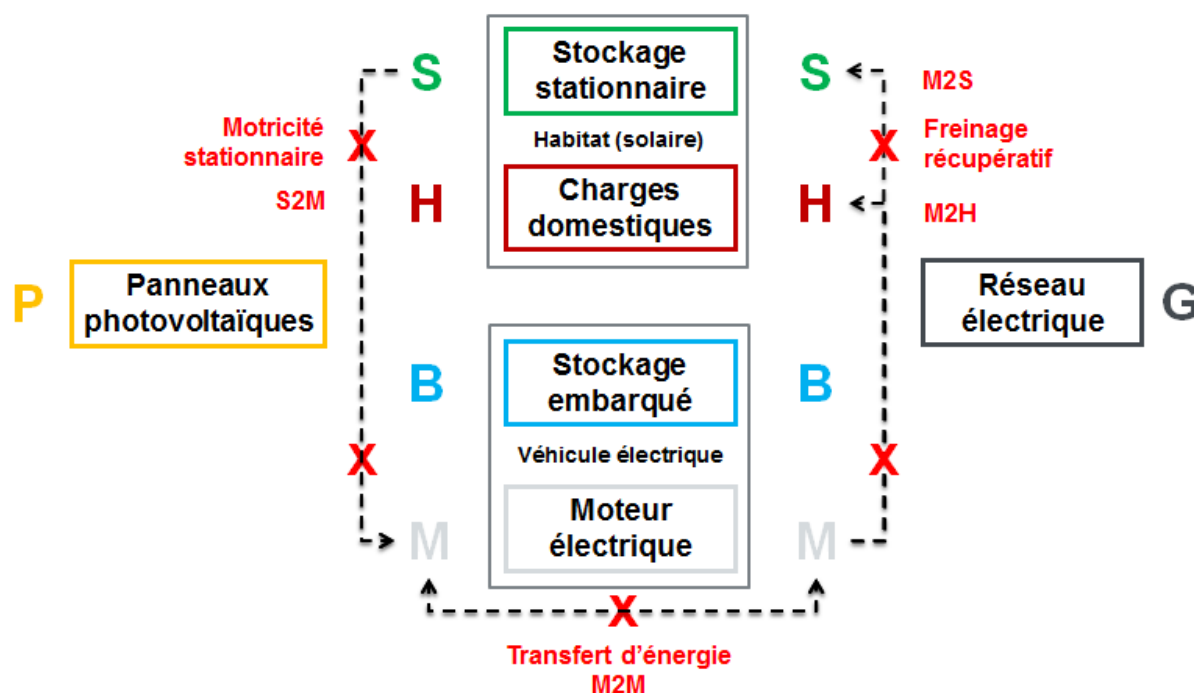


Fig.22. Synthèse des 4 interactions bipolaires impossibles : M2H, S2M, M2S, M2M.

➤ Alimentation directe des charges domestiques par le moteur électrique (M2H)

Le moteur électrique ne peut pas être relié physiquement aux charges domestiques, même si le VE est à l'arrêt et connecté à la maison via la borne de recharge. L'interaction *motor-to-house* (M2H) est donc tout bonnement impossible.

➤ Alimentation directe du moteur électrique par le stockage stationnaire (S2M)

Idem : l'utilisation du moteur suppose une motricité électrique, donc un déplacement. Le stockage stationnaire étant par définition immobile, les deux pôles sont incompatibles et une interaction entre eux est impossible, dans un sens comme dans l'autre.

➤ Recharge directe du stockage stationnaire par le moteur électrique (M2S)

Idem.

➤ Transfert direct d'énergie entre moteurs électriques (M2M)

Théoriquement, le transfert d'énergie entre moteurs électriques est concevable dans la mesure où l'un fonctionnerait en générateur et l'autre en récepteur. Mais dans la pratique le réseau (M2G/G2M) ou la batterie (M2B/B2M) seraient toujours là pour faire le lien entre les deux, à l'image de ce qui se fait aujourd'hui avec le véhicule thermique : quand une batterie est à plat, on la recharge en la branchant en parallèle de la batterie de démarrage d'un autre véhicule.

Bilan

Les 6 pôles d'étude exposés en début de chapitre ont été passés en revue et leurs interactions ont été présentées selon leur potentiel de réalisation à plus ou moins long terme. Comme l'habitat solaire abrite deux pôles respectivement pur récepteur (H) et générateur (P), 11 interactions ont été écartées sur 36 théoriques, soit 25 interactions envisageables. Parmi elles, 6 interactions existent déjà, 5 sont envisageables à court terme, 7 à moyen terme, 3 à long terme et 4 sont physiquement impossibles.

La production photovoltaïque (P) est un pôle producteur pur d'électricité. Il ne peut donc être que la destination des transferts d'énergie électrique. Cependant, il peut en émettre vers les 5 autres pôles. À l'inverse, les charges domestiques forment un pôle récepteur pur qui ne peut qu'être la cible des interactions issues en l'occurrence de 4 autres pôles. La réalisation des interactions qu'ils mettent en jeu est globalement bien échelonnée dans le temps, du plus court au plus long terme (Fig.23).

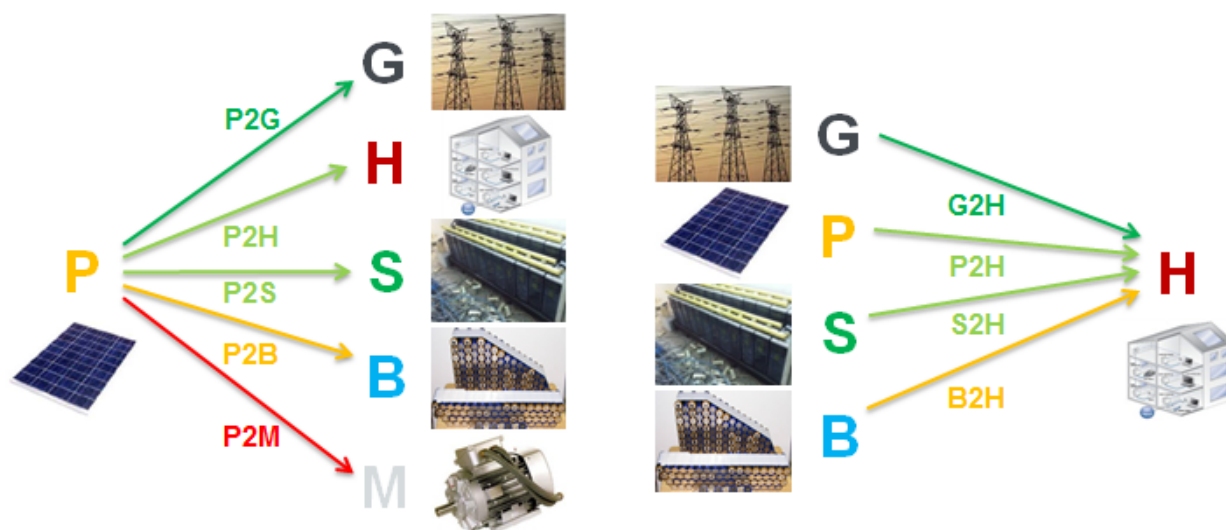


Fig.23. Synthèse des interactions bipolaires mettant en jeu les pôles de la production PV (P) et de l'habitat (H).

Le réseau (G), interface privilégiée des interactions actuelles, fait l'objet de 5 interactions en tant que récepteur, 5 comme générateur, soit un total de 9 car l'une d'entre elles est doublée (Fig.24).

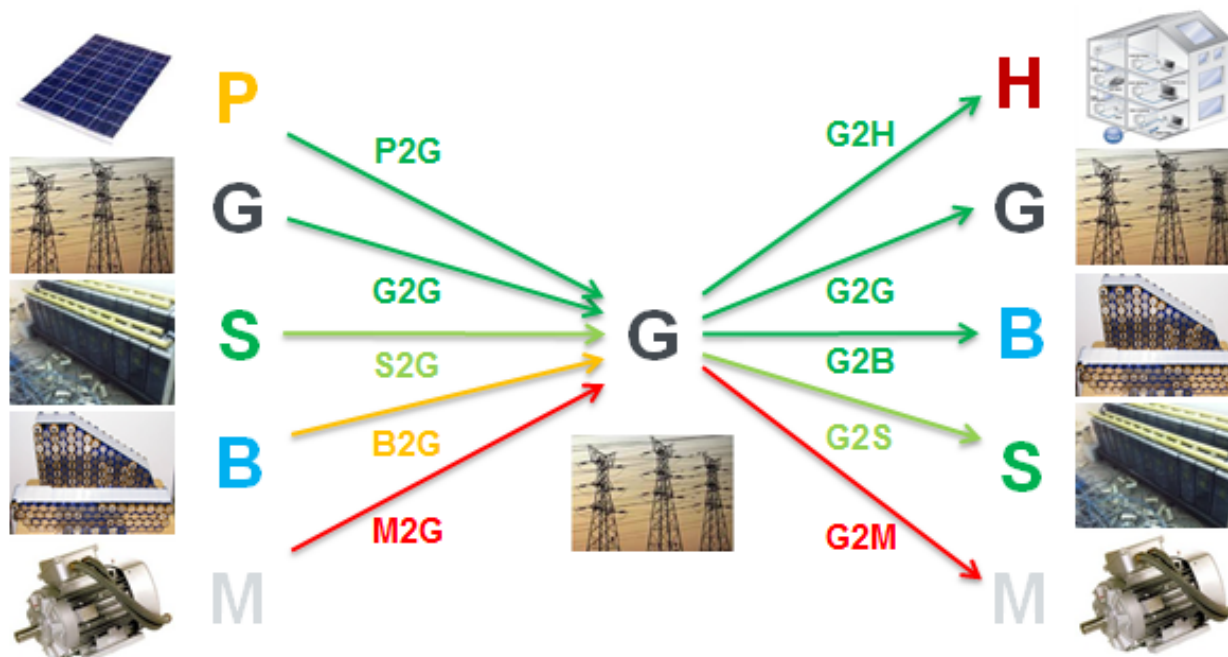


Fig.24. Synthèse des interactions bipolaires mettant en jeu le pôle énergétique du réseau électrique (G).

Le stockage stationnaire (S) est le pôle dont les usages de l'énergie primeront le plus à court terme, autant comme récepteur que générateur car c'est son rôle en tant que fonction de stockage (Fig.25).



Fig.25. Synthèse des interactions bipolaires mettant en jeu le pôle énergétique du stockage stationnaire (S).

Ex aequo avec le réseau, le stockage embarqué (B) est le pôle qui entretient le plus d'interactions, à savoir 9 au total. Il est le pôle le plus concerné par les interactions à moyen terme (Fig.26).

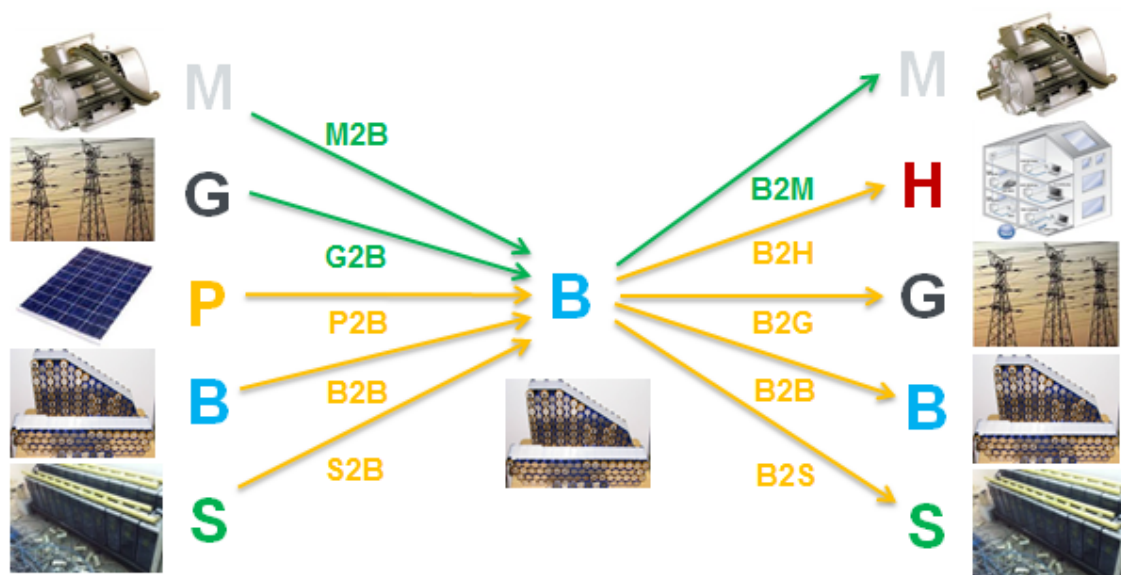


Fig.26. Synthèse des interactions bipolaires mettant en jeu le pôle énergétique du stockage embarqué (B).

Le moteur électrique est le parent pauvre de la convergence habitat-transport. C'est un pôle mineur qui ne met en jeu que 5 interactions (sur 9 théoriquement possibles) dont 3 à long terme (Fig.27).

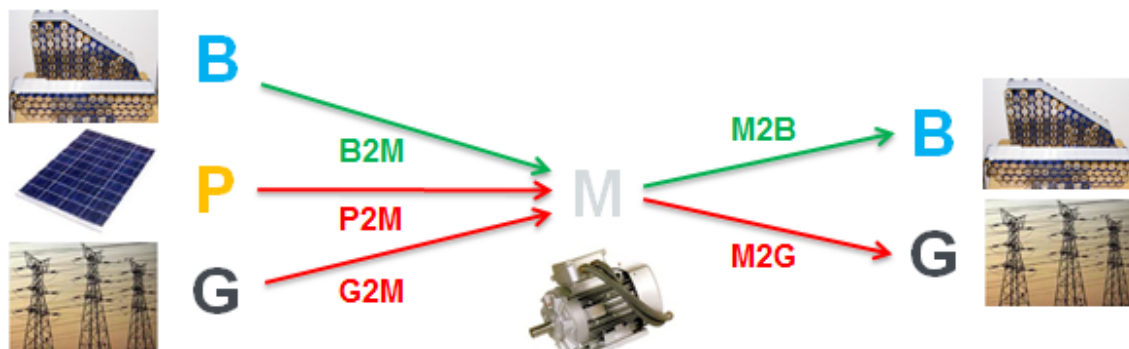


Fig.27. Synthèse des interactions bipolaires mettant en jeu le pôle énergétique du réseau électrique (G).

Références

- [1] S. Rahman *et al.*, “A discussion on the diversity in the applications of photovoltaic systems” in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 3, n°4, pp.738-746, 1988 [[Lien](#)].
- [2] A. Luque *et al.*, *Handbook of PV Science and Engineering*, John Wiley & Sons, 2003 [[Lien](#)].
- [3] International energy agency photovoltaic power systems program (IEA-PVPS), T1-17, “Trends in PV applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007”, 2008 [[Lien](#)].
- [4] Y. Riffonneau, « Gestion des flux énergétiques dans un système PV avec stockage connecté au réseau – Application à l’habitat », Thèse de doctorat de l’université Joseph Fourier, 2009 [[Lien](#)].
- [5] A. Delaille, « Développement de méthodes d’évaluation de l’état de charge et de l’état de santé des batteries utilisées dans les systèmes PV », Thèse de doctorat de l’université P.&M. Curie, 2006 [[Lien](#)].
- [6] R. Dufo-Lopeza *et al.*, “Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage”, in *Renewable Energy*, 32, pp.1102-1126, 2006 [[Lien](#)].
- [7] S. Diaf *et al.*, “Technical and economic assessment of hybrid PV wind system with battery storage in Corsica island”, in *Energy Policy*, 36, pp.743–754, 2008 [[Lien](#)].
- [8] S. Diaf *et al.*, “Design and techno-economical optimization for hybrid PV wind systems under various meteorological conditions”, in *Applied Energy*, 85, pp.968–987, 2008 [[Lien](#)].
- [9] C. Wang, M. Hashem Nehrir, “Power Management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System”, in *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 23, pp.957-967, n° 3, 2008 [[Lien](#)].
- [10] Y. Thiaux *et al.*, “Load profile impact on the gross energy requirement of stand-alone PV system”, in *Renewable Energy*, 2009 [[Lien](#)].
- [11] Exosun – Nov. 2010 [[Lien](#)].
- [12] HESPUL association, « Efficacité énergétique et énergies renouvelables, photovoltaïque rattaché au réseau », Espace Info Energie du Rhône, 2007 [[Lien](#)].
- [13] EDF, Fiche descriptive de l’offre ‘mon contrat électricité’ de fourniture d’électricité, 2009 [[Lien](#)].
- [14] A. Campoccia *et al.*, “Feed-in Tariffs for Grid-connected PV Systems: The Situation in the European Community”, in *IEEE PowerTech*, pp.1981-1986, 2007 [[Lien](#)].
- [15] IEA PVPS Task 10, Activity 1.1, “Promotional drivers for grid connected PV”, 2009 [[Lien](#)].
- [16] Green planète, solutions photovoltaïques [[Lien](#)].
- [17] P. Langlois, « Les piles à combustible et l’hydrogène pour les voitures, une voie sans issue » (article de blog), 8 février 2009 [[Lien](#)].
- [18] C. Jaouen, « Méthodologie de dimensionnement sur cycle de vie d’une distribution en courant continu dans le bâtiment : Applications aux câbles et convertisseurs statiques DC/DC », Thèse de doctorat du collège de recherche Hubert Curien, ENS Cachan Bretagne, soutenue le 9 juillet 2012.
- [19] ENEA Consulting, « Stockage d’énergie : enjeux et solutions techniques », *Facts & figures*, 2011 [[Lien](#)].
- [20] B. Multon *et al.* (SATIE UMR CNRS 8029 - ENS Cachan), « Stockage de l’énergie dans les applications stationnaires » (dessins de Jacques Ruer, Saipem) [[Lien](#)].
- [21] G. Marlair *et al.*, (INERIS) « Données de base sur les différentes technologies de stockage d’énergie » (rapport d’étude pour le MEEDDM), 16 octobre 2010 [[Lien](#)].
- [22] B. Kang *et al.*, “Battery materials for ultrafast charging and discharging”, in *Nature*, 2009 [[Lien](#)].
- [23] K. Smith *et al.*, “PHEV battery trade-off study and standby thermal control”, in 26th International Battery Seminar & Exhibit, Fort Lauderdale, 16-19 mars 2009 [[Lien](#)].
- [24] K. Smith *et al.*, “Design of electric drive vehicle batteries for long life and low cost”, in *EDV Battery Robust Design*, 17 janvier 2011 [[Lien](#)].
- [25] S. B. Peterson *et al.*, “Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization”, in *Journal of Power Sources*, 2010 [[Lien](#)].
- [26] EPRI, *A white paper primer on applications, costs and benefits. Technical update*, 2010 [[Lien](#)].
- [27] Mercedes-Benz (site-internet), 2012 [[Lien](#)].

Conclusion

À l'issue de cette première partie qui introduit et définit le sujet de thèse, nous pouvons d'ores et déjà tirer des conclusions quant à la prégnance de certains usages des batteries lithium-ion comme fonction de stockage à la convergence de l'habitat solaire et du transport électrique :

Le chapitre 1 a permis d'appréhender le contexte critique dans lequel s'inscrivent l'habitat et le transport, deux secteurs énergivores et polluants qu'il s'agit d'investiguer en priorité. Les meilleures alternatives propres et durables auxquelles ces secteurs peuvent aspirer sont le véhicule électrique et le solaire photovoltaïque, deux solutions technologiques novatrices dont l'impact individuel sur le réseau est problématique et requiert un interfaçage par du stockage. Au final, on peut s'attendre à ce que les futures architectures énergétiques mettent en jeu trois entités complémentaires susceptibles d'interagir : l'habitat solaire, le transport électrique et la fonction de stockage.

Compte-tenu de l'état de l'art du stockage et des opportunités de convergence offertes par le réseau, l'habitat solaire connecté réseau, le véhicule électrique à batteries et les batteries lithium-ion sont les déclinaisons concrètes respectives de ces grands concepts, objets d'étude particuliers de la thèse. Après décomposition de ces entités en six pôles convergents, le chapitre 2 nous a permis de dégager une méthode analytique systématique d'identification des interactions énergétiques existant entre chaque paire de pôles. L'inventaire exhaustif de ces interactions désignées sous forme de sigle met en relief leurs écarts de nature et de faisabilité à plus ou moins long terme, permettant ainsi de trier et sélectionner celles qui seront développées dans le cœur de thèse.

De ce travail préparatoire visant à contextualiser le sujet et définir les axes d'étude de la thèse, il ressort que le stockage embarqué et le stockage stationnaire sont les pôles de convergence les plus importants en termes de croisement de flux énergétiques et d'amélioration de l'état de l'art sur des échéances à court et moyen terme. Ils feront donc l'objet de toute notre attention.

Le stockage embarqué est déjà en bonne voie de développement pour le transport électrique, essentiellement en interaction avec le moteur électrique dans le véhicule électrique à batteries. Néanmoins, de nombreux écueils technico-économiques subsistent et risquent de retarder la mise sur le marché d'une version commerciale accessible à tous. Par ailleurs, et même si elles existent déjà via la recharge sur secteur, les interactions de la batterie avec le réseau poseront problème à court terme car l'acceptabilité sociale du véhicule électrique repose sur le déploiement de systèmes de recharge rapide qui impacteront négativement la sécurité et les coûts de gestion du réseau.

En ce qui concerne le stockage stationnaire, il sera l'interface privilégiée des échanges énergétiques futurs, à la fois au sein de l'habitat solaire seul mais aussi en interaction avec le transport électrique. Sa contribution est indispensable pour neutraliser les intermittences et viabiliser l'intégration réseau de la production photovoltaïque et de la recharge des véhicules électriques à batteries.

Au regard de ces conclusions préliminaires, le contenu du reste de la thèse a été défini comme suit :

Le chapitre 3 traitera des points bloquants majeurs s'opposant à l'industrialisation du véhicule électrique. Quatre verrous technico-économiques liés à la batterie lithium-ion seront abordés : la disponibilité de la matière première lithium ; la prévision d'état de charge et d'autonomie ; les contraintes de dimensionnement, d'assemblage et d'intégration au véhicule ; le concept de seconde vie issu du reconditionnement des packs en fin de vie pour de nouvelles applications.

Le chapitre 4 abordera la question de l'impact réseau de la recharge des véhicules électriques dans le cas particulier d'une utilisation pour les trajets domicile-lieu de travail en Corse.

Le chapitre 5 traitera des stratégies de gestion des flux énergétiques qui transitent au sein de l'habitat solaire connecté réseau via l'interface de stockage stationnaire. L'influence du pas de temps des données, du seuil de déclenchement et de la recharge réversible du véhicule électrique seront investiguées par le biais de simulations appliquées elles aussi au cas corse.

Partie II

Partie II – Validation des hypothèses de travail	46
Chap.3 - Questions préliminaires à l'industrialisation du véhicule électrique à batteries	47
1 Y a-t-il assez de lithium pour alimenter la future industrie du véhicule électrique ?	47
1.1 Etat de l'art en matière de disponibilité de la ressource lithium	47
1.2 Le marché du lithium : évolutions passées, état actuel et tendances à venir	48
1.3 Confrontation des ressources avec les besoins en lithium de la filière électrique	50
1.4 Etat des lieux des techniques d'extraction et des réserves de production avérées	51
1.5 Nature et origine géologique de toutes les ressources potentielles de lithium	53
1.6 Distribution géographique mondiale des ressources brutes de lithium	54
1.7 Synthèse d'information et perspectives d'exploitation de gisements inexplorés	55
Bilan	56
Références	57
2 Peut-on garantir la sécurité et l'autonomie des batteries de véhicule électrique ?	58
2.1 Origine et caractéristiques physico-chimiques du couple redox $\text{LiFePO}_4/\text{FePO}_4$	58
2.2 Amélioration des propriétés et compréhension des mécanismes réactionnels du LFP/C	60
2.3 Intérêt sécuritaire du matériau d'électrode positive LFP/C dans la famille lithium-ion	61
2.4 Problématique de la détermination de l'état de charge propre au matériau LFP/C	63
2.5 Définition de l'hystérésis et possibilité d'usage comme indicateur d'état de charge	66
2.6 Etude expérimentale de l'influence des paramètres de cyclage sur l'hystérésis	68
2.7 Exploitation des résultats et conséquences sur le diagnostic d'état de charge du LFP/C	69
Bilan	69
Références	70
3 Comment choisir et assembler les batteries pour les intégrer au véhicule électrique ?	72
3.1 Contraintes de dimensionnement d'un pack de batteries et cahier des charges associé	72
3.2 Benchmarking d'éléments lithium-ion de type LFP/C et sélection du produit optimal	74
3.3 Problématiques liées à l'assemblage en pack des batteries de véhicule électrique	77
Bilan	79
Références	79
4 Que faire de ces très chères batteries après leur usage dans le véhicule électrique ?	80
4.1 La seconde vie ou l'usage ultérieur du pack de batteries comme stockage stationnaire	80
4.2 Problématiques d'application de la seconde vie des batteries de véhicule électrique	80
4.3 Inventaire des projets de seconde de vie de batteries existants et retours d'expérience	83
4.4 Usage des batteries de véhicule électrique comme stockage du photovoltaïque et UPS	87
Bilan	88
Références	89
Conclusion	90

Avant d'explorer la problématique centrale de la thèse liée aux usages du stockage entre les pôles de production et de consommation d'électricité à la convergence de l'habitat et du transport, il paraissait d'abord essentiel de valider la viabilité du véhicule électrique comme une solution de transport propre et durable plutôt que de la considérer comme acquise. C'est tout l'objet de ce chapitre qui investigate les divers verrous technico-économiques des batteries Li-ion, de la matière première à la fin de vie.

Chap.3 - Questions préliminaires à l'industrialisation du véhicule électrique à batteries

1 Y a-t-il assez de lithium pour alimenter la future industrie du véhicule électrique ?

Dans le contexte d'une future industrialisation des batteries lithium-ion, qui est la technologie de stockage d'énergie *a priori* la plus probable à court terme pour répondre aux contraintes de densités volumique et massique de la fonction de stockage embarqué du véhicule électrique, ce paragraphe étudie en détail la disponibilité des ressources mondiales de lithium et tire des conclusions quant à leur possible impact sur le marché et l'industrie du véhicule électrique. Outre un focus sur la répartition géographique des gisements de lithium, les principaux apports de cette étude sont la prévision à court terme de l'évolution du prix du lithium, un instantané des marchés et de l'industrie qui lui sont associés ainsi qu'un descriptif détaillé de la nature et de l'origine géologique de toutes les ressources de lithium inventoriées.

1.1 État de l'art en matière de disponibilité de la ressource lithium

Le concept de véhicule électrique a refait surface à la fin des années 1990, avec l'essor des batteries au lithium pour le marché de l'électronique portable. À l'époque, déjà, Nicholson et Evans [1] font l'évaluation des tendances passées, actuelles et futures du marché du lithium. Par son implication en tant que géologue dans des campagnes d'exploration minière sur le gisement de Bikita, Evans fût l'un des premiers témoins de l'émergence du marché du lithium au début des années 1970. Dès lors, il a mis un point d'honneur à réactualiser l'inventaire des ressources mondiales de lithium [2-6]. Avec Kunasz [7-9], autre géologue avant-gardiste, la voie fût tracée pour de plus amples inventaires et analyses de marché dont la publication a rythmé l'évolution des usages du lithium dans tous les secteurs d'application associés [10-17]. Très tôt dans son histoire, alors que le lithium faisait l'objet de recherches dans le domaine de l'énergie, l'incertitude sur la quantité de ressources disponibles a soulevé la problématique de la disponibilité mondiale du lithium à des fins industrielles [18]. Avant même d'éveiller l'intérêt de la filière nucléaire pour la fabrication du tritium intervenant dans la fusion [19], le lithium était ainsi déjà convoité pour des applications dans les véhicules électriques. En 1996, Will [20] a ainsi été le premier à se poser la question d'une disponibilité du lithium pour des applications industrielles. Son étude était toutefois un peu trop ancrée dans l'économie, sans détailler assez les points liés à la géologie et à la géostratégie. En outre, l'industrie a vu sa structure évoluer depuis lors. Tahil [21-22] a exploité des données plus récentes pour conclure que l'usage du lithium dans les batteries de véhicule électrique n'était pas une option durable compte-tenu des moyens de production limités au regard du besoin de la filière. En revanche, en appliquant au lithium la méthode de "courbe de disponibilité cumulative" qu'ils avaient jadis appliquée au cuivre, Yaksic et Tilton [23] sont arrivés au constat opposé, jugeant que le lithium n'était pas menacé de rareté grâce à un procédé d'extraction bon marché et prometteur à partir des saumures de lacs salés. Dans leur sillage, Gruber et Medina [24] sont allés plus loin dans le raisonnement en confrontant les sources d'information et en évaluant avec précision le contenu en lithium des gisements connus. Parallèlement à cela, Clarke et Harben [25] ont créé une carte sur la base de données de ce type, transformant en géoéconomie ce qui n'avait alors trait qu'aux sciences naturelles et à la géologie.

Cette étude se veut le moyen d'évaluer la disponibilité des ressources de lithium en confrontant des données réactualisées en adéquation avec la réalité du marché, en particulier vis-à-vis de l'évolution des parts de marché et des prix du lithium susceptibles d'impacter les coûts de fabrication du VE. Une attention particulière a été portée à l'origine et la nature de tous les types de ressources et sur la structure actuelle de l'industrie du lithium. Enfin, la question du goulet d'étranglement liée aux aspects géostratégiques sera débattue et des perspectives d'amélioration seront données pour résoudre les problèmes soulevés.

1.2 Le marché du lithium : évolutions passées, état actuel et tendances à venir

Les véhicules classiques fonctionnent grâce à un moteur dit « à combustion interne » alimenté par des carburants dérivés du pétrole dont ils sont très dépendants. De fait, quand il s'agit de remplacer ces moyens de transport par des véhicules électriques à un moment de l'Histoire où l'activité pétrolière se caractérise par un déclin des réserves et une hausse des prix du baril, le sens commun voudrait qu'on se pose la question de savoir s'il y a assez de lithium sur la planète pour alimenter l'intégralité du marché automobile à un prix bas stable dans le temps.

En ce sens, il m'a paru important de déterminer dans quelle mesure la variation du prix du lithium est susceptible de faire varier le prix des batteries de véhicule électrique à un niveau dissuasif pour l'acquéreur qui sera aussi le conducteur du véhicule électrique. Pour prévoir les tendances futures d'évolution du prix du lithium et les comparer au prix attendu de la batterie, nous avons analysé les données de prix du lithium entre 1970 et 2010 (Fig.1) comme intrants d'un modèle économétrique.

Via la méthodologie de Box & Jenkins, nous avons identifié et évalué le modèle dynamique de la série de prix en utilisant des tests de Dickey-Fuller après avoir évalué la réponse aux tests de normalité et de bruit blanc. Comme la condition de stationnarité n'était pas satisfaite, nous avons différencié la série de prix pour la rendre stationnaire (Fig.2*). L'analyse de corrélation nous a ensuite permis d'associer la série différenciée à un modèle de type ARIMA(1,1) qui se caractérise par un premier pic significatif et une allure sinusoïdale (Fig.3*). Au final, avec P le prix, ε les résidus et t le temps (*i.e.* l'année considérée), l'expression du modèle est :

$$P(t) - P(t-1) = 0,032 + 0,164 P(t-1) + \varepsilon(t) + 0,157 \varepsilon(t-1)$$

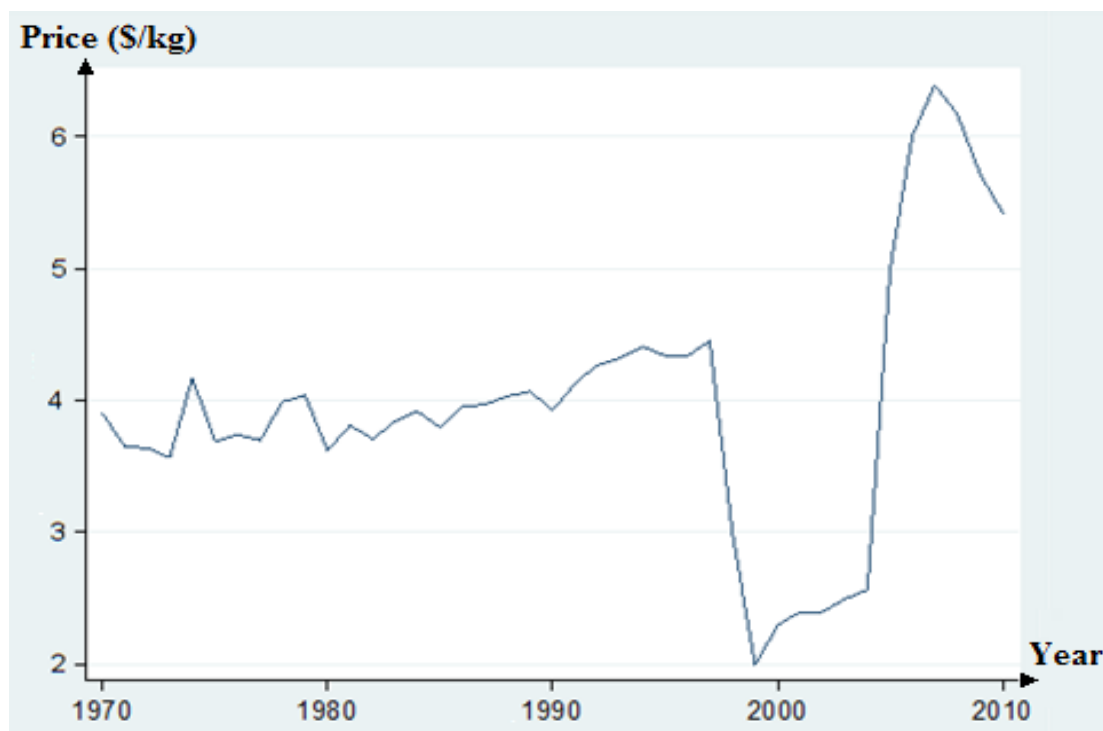


Fig.1. Évolution non stationnaire de la série de prix du lithium entre 1970 et 2010 (d'après [26]).

Le modèle permet de prévoir les évolutions futures du prix du lithium (Tab.1*). C'est une donnée précieuse pour évaluer leur impact sur le prix des véhicules électriques. Il en résulte qu'il faut s'attendre à une multiplication par cinq du prix du lithium sur dix ans, de 5,42 \$/kg en 2010 à 25,50 \$/kg en 2020, et ce via un taux de croissance annuel moyen qui va décroître lentement au cours du temps, passant de 17,2% à 16,5% de croissance annuelle. En postulant une réduction progressive du coût de la fabrication des batteries, rendue possible grâce aux économies d'échelle et estimées à 100 \$ par an entre 2010 et 2012 puis 50 \$ entre 2012 et 2020, le coût global des batteries de véhicule électrique est réduit arbitrairement. Cependant, la quantité de lithium mobilisée étant supposée constante, cela revient à accroître aussi la part représentée par son prix dans le coût global des batteries de véhicule électrique. Avec ces hypothèses, la part de lithium croît de 0,30% à 3,06% seulement, suggérant que l'impact économique de son prix multiplié par cinq est encore acceptable par les acheteurs et a priori neutre vis-à-vis de la pénétration du véhicule électrique sur le marché automobile, c'est-à-dire finalement assez peu favorable à une éventuelle filière de recyclage.

Si l'on considère l'évolution passée des prix du lithium (Fig.1), on peut être surpris de l'allure a priori erratique de la courbe, le prix du lithium restant stable de 1970 à 1990 avant de fluctuer avec des pics assez forts à la hausse et à la baisse en 1997 et 2008 respectivement. Ces variations sont liées à la structure de l'industrie du lithium et aux facteurs qui touchent les secteurs consommateurs, ce qui reflète un déséquilibre entre l'offre et la demande de lithium. De 1970 à 1990, quelques industriels exploitaient les minerais de roches dures comme source de lithium sous forme de concentrés minéraux, extraits surtout en Australie et aux États-Unis mais aussi au Portugal et en Espagne et utilisés par l'industrie du verre et de la céramique. Comme ces applications n'étaient pas captives de l'usage du lithium, les prix restaient stables pour éviter toute substitution et le faible rythme d'exploitation suivait celui de la demande. Par la suite, l'entreprise allemande Chemetall a racheté les petites sociétés dispersées qui exploitaient jusqu'alors les gisements miniers de lithium à travers le monde. Elle a ainsi formé un monopole concentrant les activités mondiales de production de lithium, d'où la légère augmentation du prix du lithium observée de 1990 à 1996. Dès 1997, la manière d'extraire le lithium a changé radicalement avec l'exploitation des saumures de lac salé qui a débouché sur la vente de carbonate de lithium, et non plus que sur celle de concentrés minéraux. De 1997 à 2000, la compagnie chilienne SQM (Sociedad Quimica Minera) est devenue leader du marché en baissant fortement les coûts de production grâce à cette technique d'extraction, obligeant ainsi les autres exploitants à fermer un grand nombre de leurs sites d'extraction minière classiques devenus non rentables. Les débouchés du lithium ont également changé à cette période avec l'essor des piles et des batteries utiles aux applications portables et avec le désir des industries automobile et aéronautique d'alléger leurs produits via des alliages d'aluminium contenant du lithium. De 2005 à 2006, on note une brève hausse du prix du fait du goulet d'étranglement passager que connaît le marché à cause de problèmes de production au Chili, dans le salar d'Atacama, à un moment où la demande des batteries augmente singulièrement. De 2007 à 2008, le coût moyen d'exportation du lithium a connu une hausse sans précédent jusqu'à atteindre la valeur record de 6,4 \$/kg, sûrement à cause de l'augmentation marquée des prix du pétrole qui sert au transport du carbonate de lithium. Plus récemment, les effets de la crise économique ont impacté l'activité industrielle des industries et secteurs consommateurs de lithium qui ont réduit leur demande, entraînant une baisse mécanique des cours du lithium, la production étant alors très supérieure à la demande.

L'analyse de l'évolution du prix du lithium est riche d'information. Pour mieux en déchiffrer les enjeux en ce qui concerne le véhicule électrique, il est crucial de décomposer les choses : d'une part, le marché du lithium et le besoin particulier de l'industrie du véhicule électrique ; d'autre part, la structure spécifique de l'industrie à l'origine de la production du lithium.

1.3 Confrontation des ressources avec les besoins en lithium de la filière électrique

Il existe sur le marché une multitude de produits à base de lithium (Fig.4*). Le carbonate de lithium (Li_2CO_3), les concentrés minéraux et l'hydroxyde de lithium (LiOH) sont les formes commerciales les plus courantes, représentant à elles seules 80% des parts de marché [17]. Les concentrés de minerais sont des matières brutes servant à produire verres et céramiques alors que le carbonate et l'hydroxyde de lithium sont des produits chimiques utilisés comme ingrédients intervenant dans la fabrication de batteries, de graisses, d'alliages de l'aluminium.

En 2007, de façon surprenante, le débouché industriel majoritaire du lithium était la fabrication de verre et de céramique, à hauteur de 37% contre 20% seulement pour les batteries (Fig.5*). En ce qui concerne la batterie Li-ion, le lithium est surtout présent au niveau de l'électrode positive (90%) et dans l'électrolyte (9%) (Fig.6*). Son usage jusqu'ici marginal dans les électrodes négatives pourrait cependant évoluer à la hausse étant donné l'intérêt manifesté par les industriels et les chercheurs pour les matériaux à base d'oxyde de titanate de lithium $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ (LTO), susceptibles de favoriser la recharge rapide en lieu et place du graphite [27]. Ainsi, à part les concentrés de minéraux qui sont utilisés sous forme brute, sans être traités, tous les autres produits commerciaux à base de lithium peuvent découler du carbonate de lithium. Dans ce sous-chapitre, l'étude du lithium pour la filière véhicule électrique sera donc réduite à l'étude de l'offre et de la demande de carbonate de lithium.

En 2009, à peine 80 tonnes (t) de stock stratégiques de carbonate de lithium ont été déclarées à l'échelle mondiale, dans le seul pays de la Corée du Sud [28]. On peut donc assimiler la production globale de carbonate de lithium à sa consommation. Une offre et une demande qui sont en nette et constante augmentation avec 12 500 t produites en 1998 [1], 20 340 t en 2005 [12] et 21 300 t en 2008 [23]. En regardant l'évolution historique de la demande mondiale de lithium (Fig.7*), on observe un taux de croissance annuel moyen de 6% entre 2000 et 2008 avant une chute soudaine en 2009 due à la crise économique. On y voit aussi le rapport de dépendance de chaque secteur consommateur vis-à-vis de la ressource lithium. En particulier, la demande exprimée par les branches industrielles des batteries et de l'aluminium s'accroît malgré la crise, ce qui tend d'ailleurs à augmenter artificiellement leur part de marché.

Selon toute vraisemblance, comme certaines études précédentes le prévoient [16], le lithium aura de fortes chances d'être remplacé ou abandonné dans la plupart de ses débouchés actuels, excepté pour les batteries dont les usages extrêmement captifs vont sans nul doute élever l'industrie des batteries Li-ion au premier rang des secteurs consommateurs de lithium. C'est d'autant plus probable qu'est considéré ici la seule portion de lithium utilisé dans les batteries d'appareils électroniques portatifs. Cela devient critique si l'on pense aux millions de véhicules électriques qui seront bientôt mis sur le marché, mobilisant autant de packs de batteries qui grossiront la demande de lithium déjà captive. En considérant qu'une batterie Li-ion contient 8% en masse de Li_2CO_3 et que les packs de batterie des futurs véhicules électriques pèseront au moins 200 kg, un minimum de 16 kg de carbonate de lithium sera donc nécessaire pour fabriquer chaque pack. Avec une production mondiale annuelle de 21 300 t, cela signifie donc qu'un maximum de 7,1 millions de packs de batteries peut être produit chaque année, en imaginant que la filière du véhicule électrique monopolise l'intégralité du marché du lithium. A l'heure actuelle, 1,2 milliard de véhicules thermiques classiques circulent sur les routes et un total de 65 million de nouveaux véhicules sont immatriculés chaque année [29]. Donc si l'on considère une part de marché des batteries réduite à 25%, le nombre de packs que l'on peut fournir en lithium tombe à moins de 2 millions, soit à peine 3% des immatriculations neuves. En somme, on peut donc dire que la production mondiale de lithium est actuellement insuffisante pour satisfaire rapidement les besoins en batteries Li-ion d'un futur marché du véhicule électrique. Toute la question est de savoir si l'industrie du lithium est capable d'augmenter en temps réel son niveau de production et à quel coût. L'étude de la structure de l'industrie du lithium et des procédés et ressources sur lesquelles elle se base fournit de précieux éléments pour répondre à cette question.

1.4 État des lieux des techniques d'extraction et des réserves de production avérées

Le carbonate de lithium est surtout produit à partir de deux ressources : la saumure de lac salé et le minerais de spodumène. Leurs modes d'exploitation respectifs sont détaillés ci-après.

Le spodumène est un minéral riche en lithium contenu dans un genre particulier de roche que l'on appelle pegmatite. Historiquement, c'est la première ressource via laquelle le lithium a pu être exploité à une échelle industrielle, mais cela ne s'est fait qu'en de rares endroits épars, à la mine de Greenbushes notamment (Australie), et souvent comme sous-produit d'extraction d'éléments de terres rares comme le tantale (Ta) ou le niobium (Nb), ou d'autres éléments tels le rubidium (Rb) et le césium (Cs). Dans les minerais de roches dures que sont les pegmatites, la teneur en lithium (1 à 4%) et le taux de récupération (60-70%) sont élevés, permettant ainsi une bonne rentabilité des sites miniers où on les exploite. Cependant, leur exploitation s'avère compliquée du fait de la dureté des roches et de l'accès difficile aux filons de pegmatite qui sont des gisements à ciel ouvert de type minier qui forment de vastes ceintures (Fig.8*) autour de certains massifs granitiques (Fig.9*).

Les diverses phases d'exploration, de forage témoin, d'analyses chimiques des échantillons et d'essais des procédés de traitement sont autant d'étapes préparant au processus complexe mais usuel propre à l'exploitation minière, faite du creusement d'une carrière à ciel ouvert (Fig.9*), de l'excavation et du transport de tonnes de roches et de leur traitement dans une usine connexe. Basé sur une synthèse par lixiviation acide ou par attaque à la soude, le traitement du minéral de roches dures telles que le spodumène est court (5 jours) et produit tout au long de l'année. Cependant, outre les carburants polluants et les produits chimiques qu'il met en jeu, ce mode d'extraction du lithium a l'inconvénient de mobiliser des hauts-fourneaux et des machines de broyage et concassage qui sont très gourmands en énergie. En termes financiers, l'exploitation et les installations minières requièrent d'énormes investissements. En revanche, le coût de leur extension est abordable car il se réduit à augmenter le rythme des camions et des excavateurs qui extraient la roche brute à traiter. En ce sens, l'extraction du lithium par voie minière est très avantageuse car elle peut s'adapter à une éventuelle élévation de la demande de lithium. Au contraire, elle porte préjudice en termes d'impact environnemental à cause des machines présentes sur site et de la pollution liée au procédé-même qui a pour objet de convertir le matériau brut extrait en du carbonate de lithium commercialisable.

Les saumures de lac salé sont des ressources en eau présentant une forte concentration de sels minéraux. Elles sont accessibles à l'air libre ou peu profondément sous la surface de grandes étendues lacustres salines situées dans des régions particulièrement sèches où les conditions climatiques arides favorisent l'apparition et la persistance des sels minéraux. On appelle aussi ces lacs salés des *salars*, un mot tiré de l'espagnol. Entre autres éléments, les saumures de lac salé contiennent du lithium à des teneurs qui sont faibles (0,017-0,15%) et très variables d'un *salar* à l'autre (Tab.2*) mais aussi d'une zone à l'autre d'un même *salar* (Fig.10*). Les écarts conséquents ainsi observés se traduisent par une délicate phase initiale d'estimation de la ressource qui repose sur un long processus exploratoire faits de multiples prélèvements par forage en maillage, de l'analyse chimique des carottes prélevées, de tests de précipitation des sels en solution et de traitement en installation pilote, *i.e.* dans une usine à échelle réduite.

Tout ce processus décale la production à proprement parler d'une durée de deux à trois ans. Une fois la production lancée, l'extraction du lithium est très simple et écologique car elle ne repose que sur le pompage des saumures et leur évaporation naturelle sous l'effet conjugué du vent et du soleil. D'un bassin de décantation à l'autre, c'est encore un enchaînement d'étapes qui prennent du temps pour isoler les sels de lithium du reste des sels minéraux en solution. Progressivement, la couleur des bassins tend vers le bleu à mesure que le taux de lithium augmente, c'est-à-dire à mesure que les autres sels en solution précipitent et sont retirés (Fig.11).

Il faut compter 1 à 2 ans avant que le carbonate de lithium ainsi traité soit commercialisable. Cela peut durer encore plus longtemps dans les régions qui sont à des latitudes soumises aux effets de l'hiver, car la phase d'évaporation ne peut se faire que de manière saisonnière ; c'est le cas dans des sites en développement au Tibet, en Chine. Un aussi long procédé d'extraction n'est pas idéal pour s'adapter au possible changement brutal de la quantité de lithium appelée par le marché.

Outre les deux ressources majeures citées plus haut, on peut signaler que de grandes quantités de lithium se trouvent dans les océans et les mers. Toutefois, elles y sont en concentration si faible (170 ppb *i.e.* parties par milliard) qu'il serait industriellement très complexe et coûteux d'isoler le sel du chlorure de lithium parmi tous les autres sels minéraux en solution. Il n'y a qu'un seul laboratoire japonais qui traite de ce sujet [33] mais, même après plusieurs années de recherche et d'amélioration débouchant en sortie un produit d'une très grande pureté, leur procédé d'extraction reste beaucoup plus coûteux (80 \$/kg) que celui basé sur les saumures de lac salé (2-3 \$/kg) ou sur les minéraux de spodumène (6-8 \$/kg).

Malgré des procédés simples, bon marché et écologiques, produire du carbonate de lithium à partir des saumures de lac salé n'est pas avantageux à cause de leur faible teneur en lithium, de leur forte dispersion de composition, du manque d'assurance lié à leur taux de récupération et des très longues durées nécessaires à la fois à la construction des installations de production et à leur extension dans un contexte de croissance d'activité. Ce type d'exploitation est par ailleurs dépendant de la présence de travailleurs et de l'usage de moyens de transport dans des zones désertiques isolées éloignées des lieux de vie et des centres de consommation. L'extraction du lithium par exploitation minière des minéraux de roche dure est bien plus sûre avec des teneurs en lithium élevées, des taux de récupération importants et des courtes durées de processus de traitement qui facilitent l'adaptation de l'offre au changement de la demande. Cependant, l'excavation, le transport et les procédés thermochimiques mis en jeu sont nocifs en termes d'impact environnemental et de coût si les prix de l'énergie venaient à augmenter. Ainsi, quel que soit l'écart de leur coût de production, il y a de la place sur le marché pour les deux modes de production classiques du lithium à partir de saumure de lac salé et de minerai de spodumène. Ils seront tous deux amenés à jouer un rôle prépondérant dans l'industrie du lithium et donc dans celle des véhicules électriques via le sort lié des batteries Li-ion. Toutefois, outre l'eau salée des mers et des océans, il y a également de la place pour d'autres types de ressources jusqu'ici inexploitées qui offrent un fort potentiel de production et éveillent à ce titre l'intérêt des professionnels de milieux industriels concernés par l'accès à la ressource lithium.

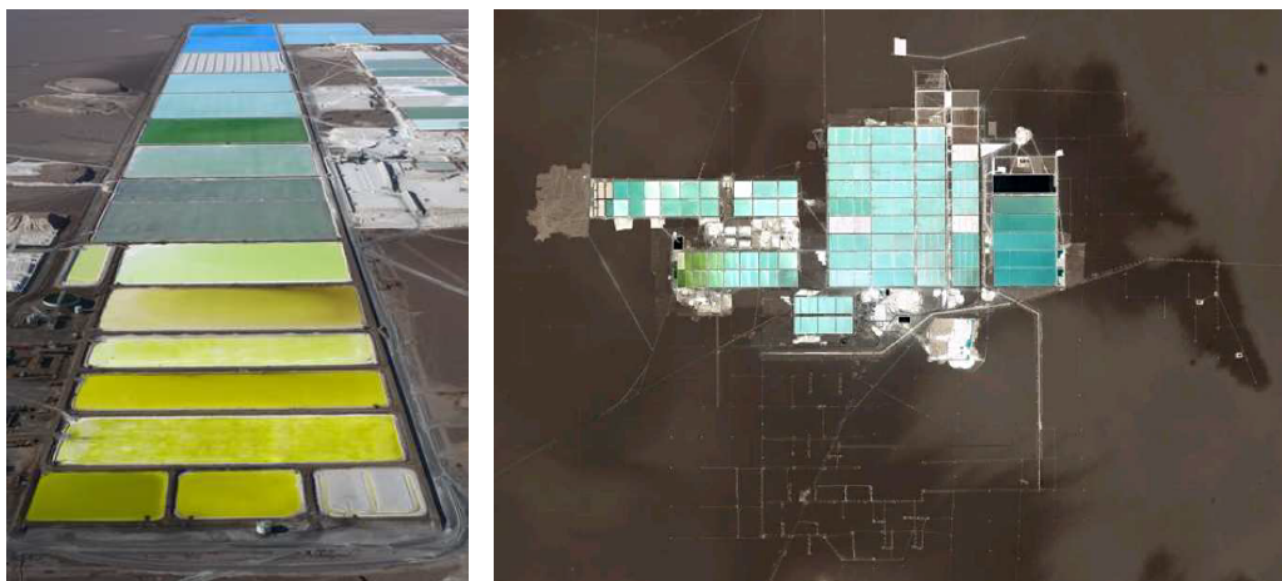


Fig.11. Vues aérienne [32] et satellite [Google Earth] des bassins de décantation du salar d'Atacama, au Chili.

1.5 Nature et origine géologique de toutes les ressources potentielles de lithium

Outre le spodumène, le carbonate de lithium peut être produit via d'autres minerais qui eux aussi forment des inclusions dans les roches de pegmatite. Contenant de 1 à 6% de lithium en masse, ils portent des noms très variés : amblygonite, eucryptite, lépidolite, pétalite ou encore zinnwaldite. De par son contenu élevé en fer, la pétalite est particulièrement employée dans la fabrication du verre. Le lépidolite a été un des premiers minerais exploités pour des usages de production de sels lithiés et la fabrication de verres spécialisés mais son poids commercial a peu à peu perdu en importance du fait de son fort contenu en fluorine. Même si ces minerais ont en commun avec le spodumène l'étape d'exploitation minière, ils s'en distinguent de par leurs paramètres variés de composition, dureté et teneur en lithium (Tab.3*). Ceci implique une limitation supplémentaire à une éventuelle exploitation industrielle puisqu'il faudra adapter en conséquence le procédé de traitement, et ce de manière distincte pour chaque type de minerai et avec *in fine* des sous-produits d'extraction aussi variés que les compositions constatées.

La diversité de nature constatée et la forme de ceinture des gisements mentionnée plus haut trouvent leur origine dans les mécanismes géologiques fascinants ayant abouti à la formation des pegmatites. Tirée du mot grec *pegma* qui signifie "congelé", "durci", "figé", la pegmatite a une composition de type granitique qui provient des eaux magmatiques du granite, c'est-à-dire les liquides résiduels qui persistent après la cristallisation du magma sous forme granitique. Il y a 450 millions d'années, quand le magma refroidissait pour former la croûte terrestre, le magma fondu sous-jacent chauffé à une température de 400 à 700°C s'est frayé un chemin jusqu'à la surface en s'insinuant dans les failles et fissures des blocs de granite déjà refroidis et durcis. En s'exfiltrant ainsi de l'intérieur ou de la périphérie des boucliers et plutons granitiques, cette fraction de magma fondu s'est enrichie en minéraux diffusifs (terres rares ; métaux alcalins : lithium, rubidium ; césium) au contact du granite. Cela a formé des veines, filons et cordons de pegmatite qui se sont répandus radialement autour des blocs de granite dont ils jaillissaient (Fig.9* et 12*) avant de durcir à leur tour définitivement.

Outre les minerais de roche dure présents dans les pegmatites qui bordent les massifs granitiques, le lithium peut être extrait de deux autres types de roches qui appartiennent à la famille des silicates : l'hectorite, une argile molle et grasseuse, et la jadarite, un agrégat de poudre crayeuse. Toutes deux sont blanches et on les qualifie d'évaporites car elles sont censées résulter de la sédimentation et de l'évaporation des *salars*. De fait, saumures de lac salé et évaporites résultent d'un même mécanisme géologique complexe : l'endoréisme. Celui-ci se traduit par la fermeture hydrologique d'étendues d'eau douce ou d'eau salée. Ces bassins de rétention et de drainage sont enrichis en minéraux par le lessivage et la dissolution des pentes rocheuses avoisinantes (Fig.13*). Deux phénomènes distincts influencent leur aspect extérieur : la sédimentation qui résulte du dépôt d'alluvions charriés par les averses et l'évaporation qui résulte des effets combinés du soleil et du vent. L'hectorite est un cas particulier car elle provient de l'altération de tufs et de cendres volcaniques dans des calderas, des lacs alcalins où ils ont été confinés et soumis à la chaleur des geysers et des sources d'eau chaude.

Enfin, le lithium peut être produit via deux autres types de saumure extraite du sol ou du sous-sol, en profondeur. Issues de sources géothermale ou de champs pétrolifères (Fig.14*), ces saumures sont contenues dans des poches d'eau souterraine et des aquifères salins où elles s'enrichissent en lithium au contact des massifs granitiques environnants. L'extraction du lithium à partir de telles ressources est prometteuse car elle repose sur des effluents qui sont le sous-produit d'installations déjà rentabilisées dont le but initial était avant tout de produire de la chaleur et de l'électricité et respectivement du gaz et du pétrole. Elle est d'autant plus intéressante que de nouveaux procédés ont été inventés pour éliminer la silice contenue dans les fluides géothermaux, un matériau tendait à obstruer et corroder les pompes et échangeurs thermiques des centrales géothermiques. D'autre part, outre le fait que l'effluent soit disponible gratuitement et à un coût énergétique réduit, l'extraction du lithium via la saumure pétrolifère rend possible la future réorientation d'une industrie pétrolière dans un sens propice à l'intégration durable du véhicule électrique.

1.6 Distribution géographique mondiale des ressources brutes de lithium

Après avoir peint le portrait de l'industrie du lithium et listé les types de ressources envisageables pour sa production, il s'agit d'analyser les questions de disponibilité globale et de répartition locale de ces ressources. Les ressources mondiales de lithium ont déjà été évaluées et quantifiées par des chercheurs, des ONG ou des entreprises privées, sans toutefois s'accorder ni sur les chiffres ni sur la façon de les calculer : en 2005, le service géologique des États-Unis (USGS) établissait qu'il y avait 15 millions de tonnes (Mt) de réserves de lithium et 6,8 Mt de réserves de production alors que Clarke et Harben [23] mentionnait 39,4 Mt de ressources et 27,7 Mt de réserves en 2008.

Comme pour le pétrole avec les réserves prouvées, avérées ou présumées, on comprend donc que le bilan global des ressources dépend des qualificatifs employés "ressource", "réserve" et "réserve de production", des mots tirés de l'anglais : "*resource*", "*reserve base*" et "*reserves*". La ressource est la quantité brute de lithium gisant naturellement dans la croûte terrestre sous une forme qui la rend potentiellement exploitable. La réserve ou "*reserve base*" est la part des ressources de lithium qui satisfont certains critères physico-chimiques liés à la production et à l'exploitation minière, comme la teneur en lithium, la qualité, l'épaisseur ou la profondeur du gisement. En tant que tel, c'est la base à partir de laquelle on distingue les ressources qui sont rentables ("*reserves*"), celles qui sont jusqu'ici marginales ("*marginal reserves*") et celles qui sont presque rentables ("*sub economic resources*"). De fait, les réserves de production sont par définition la part des réserves qui sont économiquement viables à extraire et produire au moment de l'évaluation des ressources, sans pour autant que les installations soit forcément en place et opérationnelles. On comprend dès lors que l'inventaire des quantités de ressources et de réserves puisse varier dans le temps au gré de l'évolution du contexte économique, des progrès technologiques, de la réduction du coût d'extraction ou au contraire de la hausse du prix des matières premières, en particulier ceux des métaux, du pétrole et bien sûr du lithium.

En synthétisant les données déjà disponibles et en y ajoutant les informations concernant de nouveaux gisements, principalement en Chine et en Russie, nous avons évalué les ressources à une quantité comprise entre 37,1 Mt et 43,6 Mt, selon les fourchettes d'estimation relevées. Parmi ces ressources, 62% sont issues des saumures et 38% des minerais (Tab.4*). Cependant, les nouvelles découvertes sont surtout liées aux gisements de type minier avec des pegmatites. Lorsqu'on compare ces chiffres aux besoins spécifiques de l'industrie du véhicule électrique, les 37,1 à 43,6 Mt équivalent lithium (*i.e.* 197,4 à 231,9 Mt de carbonate de lithium Li_2CO_3) permettent de garantir assez de ressources en lithium pour un maximum de 12,3 à 14,5 milliards de véhicules électriques, *i.e.* dix fois le parc automobile actuel [29]. Même si l'on parle de ressources et non de réserves ou réserves de production, c'est un résultat rassurant qui nous conforte dans l'idée selon laquelle il y a globalement assez de lithium disponible sur la Terre pour alimenter en batteries lithium-ion le futur marché des véhicules électriques. Toutefois, même s'il est pertinent de considérer un inventaire global pour fournir un ordre de grandeur de l'étendue du marché potentiel du lithium, il n'en reste pas moins que la localisation précise des ressources a un rôle important, les influences régionales pouvant se traduire par un déséquilibre entre l'offre et la demande. De fait, il s'avère très utile et instructif d'examiner la répartition géographique des ressources de lithium (Fig.15*).

La plus grande quantité de lithium est située dans le triangle ABC formé par l'Argentine, la Bolivie et le Chili. Avec 43,6% de présence dans cette région du monde, on comprend que le lithium vient aujourd'hui majoritairement des saumures de lacs salés d'Amérique du Sud. L'Amérique du Nord et l'ensemble géographique Asie-Australie représentent la quasi-totalité du reste des ressources avec près de 25% chacun. Ainsi, alors qu'elle s'apprête à devenir l'un des plus gros consommateurs mondiaux de lithium, avec de nombreux fabricants automobiles ouvertement impliqués et investis dans le véhicule électrique qui sont installés en Allemagne, en France et au Royaume-Uni, l'Europe ressort comme le parent pauvre du futur classement des producteurs mondiaux de lithium avec moins de 3% des ressources (Fig.15*).

Concernant les saumures, celles d'Amérique du Nord proviennent surtout de sources géothermales et de champs pétrolifères alors que celles de Chine sont essentiellement des lacs salés. Globalement, les ressources de saumures sont très concentrées et éloignées des centres de consommation, sauf dans certaines zones du Canada et des États-Unis. Les ressources minérales sont réparties de façon beaucoup plus homogène sur la planète avec des gisements disponibles sur chaque continent. Toutefois, vu l'écart de coût de production de cette ressource par rapport à la saumure de lac salé, seuls de rares sites miniers du Canada, d'Australie et de Chine sont actuellement en production.

Au final, les ressources de lithium apparaissent donc fortement polarisées géographiquement, ce qui implique qu'il faut s'attendre à un fort déséquilibre du marché dans un avenir proche. Ce sera d'autant plus le cas que certains pays producteurs sont des zones politiques sensibles susceptibles de nationaliser l'exploitation du lithium, comme la Bolivie, et/ou de se concerter pour agir sur les prix, par exemple à travers une organisation des pays exportateur de lithium. L'Europe sera assurément la plus grande victime de ce goulet d'étranglement géostratégique car elle n'a pas de ressources alors qu'elle sera a priori le plus gros consommateur de lithium. L'Amérique du Sud sortira évidemment grandie des échanges commerciaux de lithium car sa consommation intérieure inexistante va faire d'elle l'exportateur net d'un carbonate de lithium à faible coût car basé sur les saumures de lac salé. L'Australie, l'Asie et l'Amérique du Nord atteindront vraisemblablement un équilibre entre leur production et leur consommation. Enfin, comme en attestent les accords récemment signés entre les deux pays [35]⁹, la proximité des gisements miniers du sud de la Russie constituera un avantage indéniable pour la Chine qui a déjà une avance remarquable en matière de véhicule électrique, avec à la fois des modèles commerciaux d'ores et déjà disponibles sur le marché et de nombreuses usines de production de batteries qui la placent en parfaite posture pour négocier le virage de la mobilité électrique.

1.7 Synthèse d'information et perspectives d'exploitation de gisements inexplorés

Le mode d'extraction du lithium le moins cher est basé sur les saumures de lac salé, une ressource qui représente la majorité du carbonate de lithium produit actuellement et la majorité des ressources mondiales connues. Cependant, ces saumures étant localisées dans une même zone géographique d'Amérique du Sud, elles sont soumises à un goulet d'étranglement à la fois géostratégique et géo-économique. En outre, la durée des processus d'extraction et de traitement des saumures de lac salé est très longue et inadaptée pour suivre une possible variation à la hausse de la demande de lithium. Indépendamment du modèle économétrique que nous avons développé pour prédire l'évolution du prix du lithium, le scénario le plus probable pour le marché du lithium est donc une hausse soudaine du prix du lithium à des niveaux qui débloquent les capacités de production abandonnées ou mises en sommeil et tout autre projet envisagé mettant en jeu l'exploitation minière des ressources issues de roches dures à pegmatite. Lorsque ce sera le cas, les années suivantes constitueront une transition vers une évolution plus stable du prix du lithium, en attendant que l'extraction minière redémarre sur d'anciens sites ou sur de nouvelles mines et usines d'extraction construites exprès.

Pour éviter ou adoucir l'effet négatif de cette période transitoire difficile, des efforts doivent être désormais entrepris en termes d'exploration pour identifier, évaluer et extraire les deux grandes catégories de ressources de lithium disponibles à l'état naturel : d'une part, les ressources issues des pegmatites, ce qui englobe à la fois les minéraux de roches dures et les saumures de sources géothermales et de champs pétrolifères que leur contact dans le sous-sol a enrichi en lithium ; d'autre part, les ressources issues d'eau salée, qui incluent à la fois les saumures de lac salé et les minéraux d'évaporite qui résultent de leur sédimentation. Étant donné l'origine géologique de leur formation, nous avons cherché un moyen commun pour identifier les gisements de lithium d'un même type de ressources, soit à base de pegmatite, soit à base d'eau salée.

⁹ Le russe RusNano (Russian Corporation of Nanotechnologies) et le groupe chinois Thunder Sky ont signé un accord de *joint-venture* pour construire la première usine de batteries Li-ion en Russie.

En superposant l'emplacement des gisements de roche dure à pegmatite riche en lithium sur une carte géologique du monde, on constate qu'ils sont quasiment tous situés sur ou au bord des cratons, ces zones anciennes et stables de croûte continentale composées de plutons granitiques. Les cratons incluent les boucliers (*shields*) où la roche affleure en surface et les plateformes (*platforms*) où elle est recouverte de sédiments et roches sédimentaires. Ces deux zones géologiques sont susceptibles d'héberger des minéraux riches en lithium (Fig.16*), la différence étant leur degré d'accessibilité.

Le même constat peut être fait avec la carte des bassins endoréiques, qu'ils soient en surface comme les lacs ou dans la profondeur du sous-sol comme les aquifères (Fig.17*), la différence étant que les bassins endoréiques ne sont pas au même stade d'évolution et qu'ils subissent des conditions de climat distinctes : certains viennent de réservoirs météoritiques, d'autres de réservoirs magmatiques. L'exploration et la validation de ces sites en tant que gisements de lithium exploitables seront donc d'autant plus difficiles, au contraire des sites miniers à pegmatite facilement accessibles en surface. Concernant les saumures géothermales et pétrolifères, leur potentiel et leur situation géographique sont d'ores et déjà bien connus partout où des puits ont été forés soit pour exploiter l'énergie géothermique, soit pour extraire du gaz et du pétrole. Quelle que soit la ressource considérée, pour préserver le caractère écologique du véhicule électrique, il est important que l'exploitation minière, l'extraction et le traitement qui seront à l'origine de la production du lithium puissent garantir un niveau de pollution et d'impact carbone aussi faible que possible, sous les niveaux de pollution des véhicules thermiques classiques. L'industrie du véhicule électrique a déjà fort à faire pour régler le problème de la nature et du contenu carbone variables de l'électricité utile à leur fonctionnement, il serait donc de bon goût que l'extraction du lithium n'ajoute pas plus de problématiques susceptibles de limiter encore l'essor de la filière.

Bilan

Avec l'essor des batteries lithium-ion, l'avancée technologique du véhicule électrique soulève la question de l'évolution de la disponibilité et du prix du lithium pour l'industrie automobile. Même si le lithium a de nombreux usages dans d'autres secteurs d'application, l'inventaire des ressources montre qu'il y a assez de lithium sur Terre pour pallier les besoins de la filière. En outre, même si le prix du lithium est multiplié par cinq, l'impact sur le prix des batteries sera minime. Néanmoins, des pénuries de lithium pourraient menacer la fourniture du marché du véhicule électrique car les ressources disponibles sont très concentrées géographiquement. De plus, les capacités de production actuelles ne seraient pas capables en l'état de répondre à la fort probable hausse brutale de la demande de lithium. Pour que l'industrie du véhicule vive et perdure, il s'agit par conséquent de constituer des stocks stratégiques de lithium, de signer des contrats d'approvisionnement à long terme et surtout d'exploiter aussi écologiquement que possible les nombreux gisements de saumures et de minerais encore inexplorés.

Références

- [1] P. Nicholson, R. K. Evans, "Evaluating new directions for lithium market", in *Journal of Minerals*, 50 (5), May 1998, pp 27-29 [[Lien](#)].
- [2] R. K. Evans, "Lithium reserves and resources", in *Energy*, 3 (3), June 1978, pp 379-385 [[Lien](#)].
- [3] R. K. Evans, "Western world lithium reserves and resources", The Institute of Metals, Aluminium-Lithium Alloys III, Proceedings of the 1985 Conference, 1986.
- [4] R. K. Evans, "The current status of the lithium business", Internal Communication, Amax Mineral Resources Company, Golden, Colorado, 1988.
- [5] R. K. Evans, "An abundance of lithium", March 2008 [[Lien](#)].
- [6] R. K. Evans, "An abundance of lithium: part two", July 2008 [[Lien](#)].
- [7] I. A. Kunasz, "Lithium, how much?", *Footprints*, 48, 1, pp 23-27, 1980.
- [8] I. A. Kunasz, "Reservas mundiales de litio", in *El litio, un Nuevo recurso para Chile*, 1986.
- [9] I. A. Kunasz, "Lithium resources", in *Industrial minerals and rocks*, pp 631-642, 1994 [[Lien](#)].
- [10] T. F. Anstett *et al.*, "International strategic minerals inventory report - Lithium", United States Geological Survey (USGS) circular 930-I, 1990 [[Lien](#)].
- [11] H. J. Andrews, "The industry of lithium", FMC Corp., Lithium Division, La Paz, 1991 [[Lien](#)].
- [12] J. A. Ober, "Lithium", USGS minerals yearbook, 1994-2006 [[Lien](#)].
- [13] D. Kingsnorth, "Overview of lithium market", Sons of Gwalia Ltd., 2001.
- [14] M. Mora, "Análisis de la estructura mundial de la industria del litio y criterios de priorización de proyectos de investigación científica y tecnológica", Université du Chili, 2003.
- [15] D. Jimenez (présentation orale), Industrial Minerals Conference, Montreal, 2003.
- [16] A. Ebensperger *et al.*, "The lithium industry: Its recent evolution and future prospects", in *Resources Policy*, 30, pp 218-231, 2005 [[Lien](#)].
- [17] "The economics of lithium", 11th Edition, Roskill, 2009 [[Lien](#)].
- [18] A.L. Hammond, "Research news: lithium: will short supply constrain energy technologies?", in *Science*, 191, pp 1037-1038, 1976 [[Lien](#)].
- [19] D. Fasel, M. Q. Tran, "Availability of lithium in the context of future D-T fusion reactors", in *Fusion Engineering and Design*, 75-79, pp 1163-1168, 2005 [[Lien](#)].
- [20] F. G. Will, "Impact of lithium abundance and cost on electric vehicle battery applications", in *Journal of Power Sources*, 63 (1), November 1996, Pages 23-26 [[Lien](#)].
- [21] W. Tahil, "The trouble with lithium. Implication of future PHEV production for lithium demand", in *Meridian International Research (MIR)*, Jan. 2007 [[Lien](#)].
- [22] W. Tahil, "The trouble with lithium 2. Under the microscope", *MIR*, May 2008 [[Lien](#)].
- [23] G. M. Clarke, P.W. Harben, "Lithium Availability WallMap" (LAWM®), 2008.
- [24] A. Yaksic, J.E. Tilton, "Using the cumulative availability curve to assess the threat of mineral depletion: the case of lithium." in *Resources Policy*, 2009 [[Lien](#)].
- [25] P. Gruber, P. Medina, "Global lithium availability: a constraint for electric vehicles", Avril 2010 [[Lien](#)].
- [26] "Lithium statistics", USGS, 2010 [[Lien](#)].
- [27] A. S. Prakash *et al.*, "Solution-combustion synthesized nanocrystalline $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ as high-rate performance Li-ion battery anode", in *Chemistry of Materials*, 22 (9), pp 2857-2863, 2010 [[Lien](#)].
- [28] C. Hocquart, "Rare Earths (REE)", IFRI Energy Breakfast Roundtable, 2010, Brussels [[Lien](#)].
- [29] Comité des Constructeurs Français d'Automobiles (CCFA).
- [30] North Arrow Minerals / Google Earth [[Lien](#)].
- [31] Salares Lithium Inc. [[Lien](#)].
- [30] "Lithium and lithium compounds", Wiley, 2000 [[Lien](#)].
- [31] F. Risacher, B. Fritz, "Quaternary geochemical evolution of the salars of Uyuni and Coipasa, Central Altiplano, Bolivia", in *Chemical Geology*, Elsevier Science Publishers, 1991 [[Lien](#)].
- [32=Wikimetallogica] [33=Canada Lithium Corporation] [34=Orocobre].
- [32] Science & Vie, juillet 2010 [[Lien](#)].
- [33] Y. Miyai *et al.*, "Recovery of lithium from seawater using a new type of ion-sieve adsorbent based on MgMn_2O_4 ", in *Separation Science and Technology*, 23(1-3), pp 179-191, 1988 [[Lien](#)].
- [34] Lithium occurrence, Institute of Ocean Energy, Saga University, Japan [[Lien](#)].

2 Peut-on garantir la sécurité et l'autonomie des batteries de véhicule électrique ?

Après la question de la disponibilité du lithium, il est important d'aborder deux autres gros verrous technologiques à l'industrialisation du véhicule électrique : l'autonomie et la sécurité. Dans ce sous-chapitre, après un rappel de son origine et des recherches menées sur ses mécanismes réactionnels, nous verrons en quoi le matériau d'électrode positive au lithium-phosphate de fer (LiFePO_4 ou LFP) offre un avantage sécuritaire mais aussi un inconvénient en termes de prévision d'état de charge de la batterie. Pour pallier ce désagrément, nous verrons qu'il est possible d'utiliser comme indicateur l'écart observé entre les tensions en circuit ouvert mesurées en charge et en décharge : l'hystérésis. Les résultats majeurs de l'étude expérimentale de l'hystérésis que nous avons menée seront exposés ici ainsi que l'exploitation qu'en a faite l'industriel à des fins de modélisation pour un diagnostic simple et précis de l'état de charge d'éléments LFP/C utiles au véhicule électrique à batteries.

2.1 Origine et caractéristiques physico-chimiques du couple redox $\text{LiFePO}_4/\text{FePO}_4$

Après 1991 et la vente par Sony de batteries Li-ion à base de matériau d'électrode positive LiCoO_2 , la R&D s'est intensifiée dans le contexte d'une forte demande d'appareils électroniques portatifs. Les composés d'insertion du lithium ont été favorisés car ils insèrent l'ion lithium Li^+ en changeant de structure par transfert d'atomes sans réarrangement diffusif, au contraire d'anciennes batteries au lithium. Le processus réactionnel de charge/décharge est ainsi devenu reproductible à long terme. Par le passé, le marché des batteries et piles rechargeables a été accaparé par divers composés d'insertion de l'ion lithium ($0 < x < 1$) : les systèmes étagés sel-roche, Li_xCoO_2 et Li_xNiO_2 ; le système à structure de spinelle de manganèse, $\text{Li}_x\text{Mn}_2\text{O}_4$ (LMO) ; et les oxydes mixtes, issus du mélange de ces trois oxydes (NMC). Ces matériaux mettent en jeu des métaux de transition du troisième ordre ($M = \text{Co}, \text{Ni}, \text{Mn}$) qui insèrent de manière stable l'ion lithium en équilibrant leur charge électronique via une réaction d'oxydoréduction où intervient le couple M^{4+}/M^{3+} .

En utilisant le fer comme métal de transition ($M = \text{Fe}$), le Professeur Goodenough et son équipe ont voulu trouver une alternative peu chère et non toxique aux oxydes métalliques cités précédemment. À l'origine, ils désiraient créer une électrode mobilisant le couple redox $\text{Fe}^{4+}/\text{Fe}^{3+}$ sous forme d'un composé LiFeO_2 ayant le même degré d'oxydation et une structure analogue à celle des composés LiCoO_2 et LiNiO_2 , *i. e.* de type rhomboédrique. En réalité, non seulement la structure privilégiée du LiFeO_2 s'avère de type tétraédrique [1], ce qui la rend métastable et impropre à l'insertion réversible quantitative des ions Li^+ , mais en plus elle met en jeu un couple redox $\text{Fe}^{4+}/\text{Fe}^{3+}$ dont le potentiel électrochimique est trop bas vis-à-vis de celui du couple redox du lithium Li^+/Li [2], ce qui le place hors de la fenêtre électrochimique de l'électrolyte utile à la migration des ions lithium (Fig.18). À l'inverse, le potentiel redox du couple $\text{Fe}^{3+}/\text{Fe}^{2+}$ est très proche de celui du couple Li^+/Li , ce qui implique une différence de potentiel trop faible pour espérer offrir une tension intéressante (Fig.18). De fait, le Pr. Goodenough et son équipe ont eu l'idée d'abaisser artificiellement le potentiel redox du couple $\text{Fe}^{3+}/\text{Fe}^{2+}$ en testant des oxydes de lithium à base de fer. Ils se sont focalisés en particulier sur les polyanions de type $(\text{XO}_4)^{y-}$ [où $X = \text{S}, \text{P}, \text{As}, \text{Mo}, \text{W}$ et $y = 2$ ou 3], parmi lesquels sulfates et phosphates semblaient les plus prometteurs. En utilisant un anion fortement inducteur qui attire à lui les électrons formant la liaison covalente avec l'ion fer, ils ont pu élargir indirectement la fenêtre de potentiel des réactions électrochimiques de charge et de décharge pour fournir *in fine* une tension de batterie exploitable plus grande que s'ils s'étaient basés sur le couple redox $\text{Fe}^{3+}/\text{Fe}^{2+}$ (Fig.18). Comme autre contrainte pour un usage dans les batteries, le fer devait avoir un degré d'oxydation tel qu'il puisse céder un électron lors de la phase de charge menant à la libération de l'ion lithium. Cela suppose que le fer passe de l'état Fe^{2+} à l'état Fe^{3+} . Or, parmi les matériaux à disposition, seul LiFePO_4 a un degré d'oxydation satisfaisant (d.o. = II) pour une plage de tension élevée, *i. e.* 3,4 V. Les tests en cyclage ayant révélé une capacité réversible de 140 mAh.g^{-1} proche de 170 mAh.g^{-1} , la capacité maximale théorique, ce fut le début de son exploitation comme matériau d'électrode [4]. Par la suite, les chercheurs ont tâché de réduire cet écart de capacité pour stocker plus d'ions Li^+ par unité de masse de matériau d'électrode, *i.e.* plus d'électrons e^- associés à la réaction : $\text{Li} \rightarrow \text{Li}^+ + e^-$.

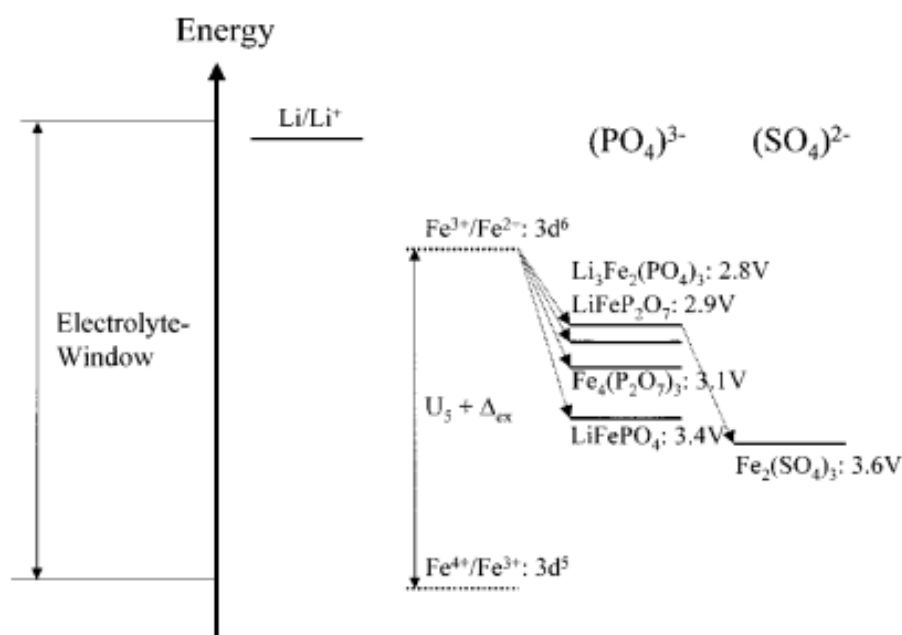


Fig.18. Schéma illustrant les différences entre diagrammes énergétiques pour divers matériaux lithiés qui mettent en jeu un couple redox $\text{Fe}^{(n+1)+}/\text{Fe}^{n+}$ ($n = 2$ ou 3) et pourraient servir d'électrode positive de batteries Li-ion [3].

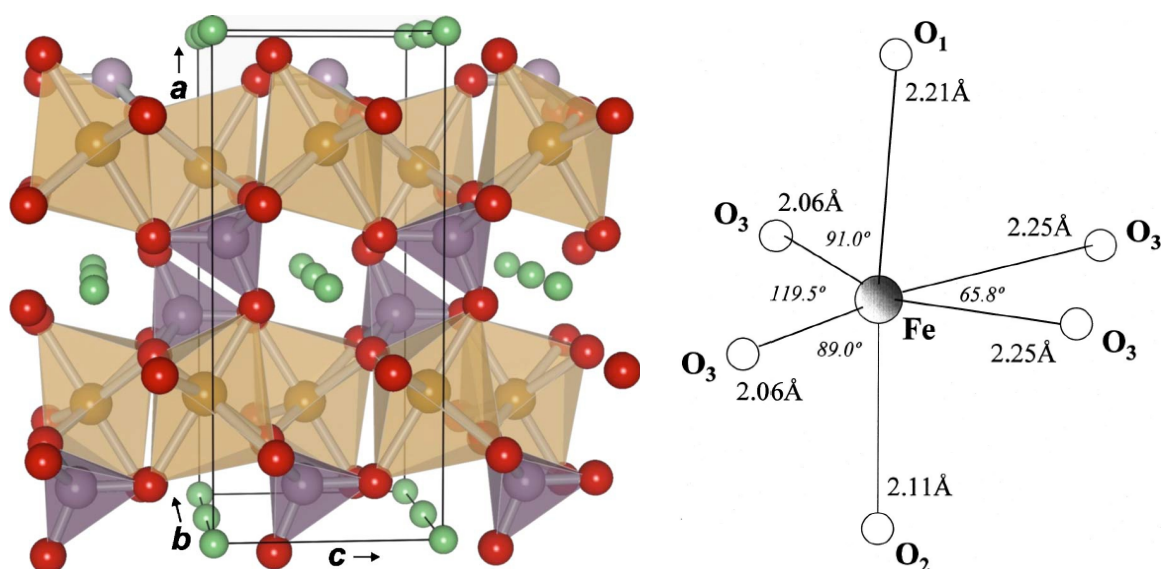


Fig.19. La disposition adjacente de tétraèdres PO_4 et d'octaèdres FeO_6 permet une conduction ionique privilégiée d'ions lithium Li^+ via les tunnels monodirectionnels de la structure orthorhombique du LiFePO_4 (gauche) [19]. Les charges positives des cations se repoussant, l'octaèdre FeO_6 a une symétrie fortement déformée (droite) [3].

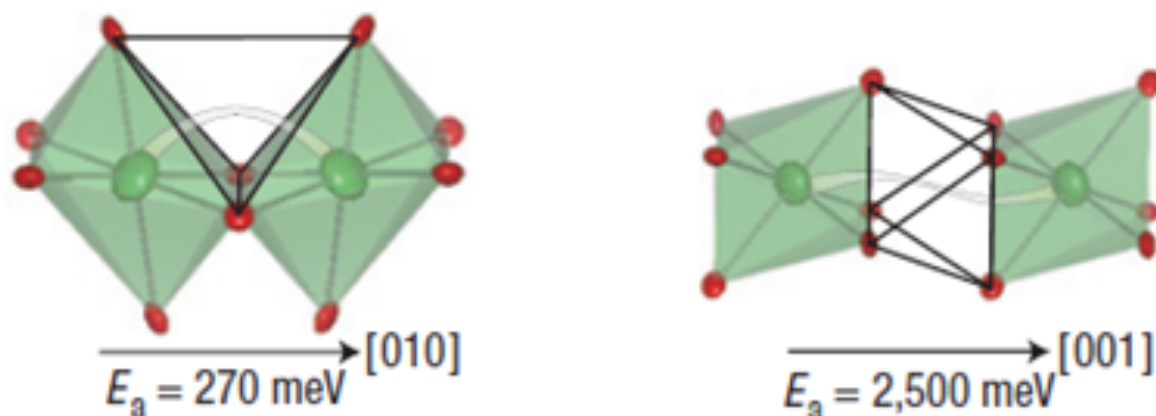


Fig.20. Schémas illustratifs de la migration des ions lithium dans le LiFePO_4 et énergies associées [25].

2.2 Amélioration des propriétés et compréhension des mécanismes réactionnels du LFP/C

Le différentiel de capacité observé étant dû à des limitations cinétiques intrinsèques au mécanisme réactionnel de charge / décharge de la batterie, les chercheurs ont exploré l'impact d'une réduction de la taille des particules et de l'usage d'additifs dans la composition du matériau d'électrode de façon à pouvoir augmenter la conductivité ionique et électronique participant de ces mécanismes. De manière empirique, les performances en cyclage du LFP ont été considérablement améliorées par ce truchement, jusqu'à le rendre très compétitif pour une commercialisation à grande échelle qui s'est faite de plus en plus concrète et tangible au cours de la préparation de cette thèse.

Entre autres procédés avantageux, le dépôt (ou *coating*) de carbone et l'ajout de dopants ont été les facteurs les plus débloquants de la viabilisation commerciale du LiFePO_4 :

- La couverture du collecteur de courant de l'électrode positive (en aluminium) par une fine couche de carbone (bon conducteur électronique) s'est avérée très bénéfique pour la capacité mesurée, améliorant au passage la cyclabilité d'un facteur 2,5 [5].

- Le dépôt d'une fine couche de carbone sur les particules de matière active s'est avéré bénéfique en termes de capacité (163 mAh.g^{-1} à 0,1C) et rétention de capacité même à fort régime de courant [9]. La nature (noir de carbone, graphite) et la quantité de dépôt carboné affectent la taille de particule : plus le taux de carbone est élevé, plus les amas de particules sont petits et meilleur est le dépôt [6]. Toutefois, un optimum est à trouver entre le bénéfice en termes de conductivité électronique et la perte en termes de densité. En effet, le carbone présent dans le matériau d'électrode n'est pas une matière active à proprement parler : il sert de percolateur, assurant la tenue cohésive des particules et permettant la capture et la circulation des électrons libérés ou cédés au gré du cyclage. Le seuil de 2% de carbone en masse est un bon compromis ; au-delà, on perd en énergie spécifique [7-8].

- La substitution des éléments Li et Fe par des agents dopants permet d'augmenter la conduction électronique d'un facteur pouvant atteindre 10^8 , que les additifs en question soient des métaux de transition (Cu/Zn/Mg) ou encore des ions supravaleants (W^{6+} , Nb^{5+} , Ti^{4+} , Zr^{4+} , Al^{3+} , Cr^{3+} , etc.) [9]. Un dopage qui offre aussi un effet bénéfique sur la capacité et sur la rétention de capacité [10-11]. Comme pour le *coating* de carbone, un optimum doit être trouvé pour le dopage, faute de quoi les additifs insérés modifient irréversiblement la structure cristalline du matériau-hôte [11-12].

Ces avancées techniques étant faites empiriquement, elles ne permettaient pas d'expliquer pourquoi les performances du matériau étaient améliorées. En particulier, personne n'était capable de dire s'il s'agissait d'une question de conductivité électronique ou ionique car chaque équipe de R&D s'en tenait à sa voie de synthèse ; les matériaux synthétisés ne s'avéraient pas comparables entre eux. C'est le groupe de recherche du professeur Whittingham [13-16] qui a mis fin à la controverse en permettant à tous de suivre un protocole de synthèse simple, bon marché et peu énergivore¹⁰ qui depuis lors constitue une référence sur le sujet pour l'intégralité de la communauté scientifique.

Sur la base de ce matériau d'électrode synthétisé par voie hydrothermale, les chercheurs ont étudié : la structure cristallographique [13-20] (Fig.19-20), les propriétés énergétiques [20-25] (Fig.20-21*), électroniques [26-27] (Fig.21*) et magnétiques [17 ; 27] (Fig.22*) et la tenue en cyclage [28-29]. Ces travaux ont permis de mieux comprendre le mécanisme d'insertion/désinsertion du lithium inhérent au LFP/C. Ils ont mis en exergue la concomitance de trois phénomènes distincts (Fig.23*) :

- le dépôt d'une couche carbonée à la surface des nanoparticules sphériques de matériau actif implique l'adoption d'un modèle isotropique 3D d'insertion/désinsertion des ions lithium ;
- la structure cristallographique en olivine du LFP forme des tunnels 1D que les ions lithium empruntent de façon anisotropique pour migrer à l'intérieur des nanoparticules (Fig.19-20) ;
- le front réactionnel de conversion entre les espèces FePO_4 et LiFePO_4 est anisotropique et se déplace en 2D orthogonalement à ces tunnels comme une cascade de dominos (Fig.24*).

¹⁰ Ce procédé de synthèse du LFP/C par voie hydrothermale repose surtout sur l'effet de la température et l'ajout d'agents réducteurs (hydrazine, acide ascorbique, sucre) et de conducteurs électroniques carbonés.

2.3 Intérêt sécuritaire du matériau d'électrode positive LFP/C dans la famille lithium-ion

Contrairement aux appareils électroniques portatifs qui sont des produits de consommation courants fonctionnant sur la base de batteries Li-ion, le véhicule électrique est atypique dans le sens où il met directement en jeu l'intégrité physique des personnes qui l'utilisent, de même que celles se trouvant dans son environnement immédiat. Autrement dit, la voiture n'est pas un objet anodin à mettre sur un pied d'égalité avec d'autres produits bénins que nous avons l'habitude d'utiliser au quotidien. Avec une masse supérieure à la tonne, la voiture est un rhinocéros de métal chargeant à vive allure sur les routes et autoroutes ou dans les rues. Par conséquent, un accident, un court-circuit fortuit ou un incendie volontaire sont susceptibles de provoquer un feu de batteries sur la voie publique, dans un garage privé ou, pire, dans un parking souterrain. Or, par le passé, les expériences (Fig.25) ont montré qu'une sécurité optimale n'est pas garantie par les technologies de batterie Li-ion existantes.

La technologie LiCoO_2 , mise en jeu notamment dans les batteries d'ordinateur portable, présente deux risques majeurs qui sont inacceptables pour un éventuel usage dans le véhicule électrique :

- En cas de surcharge, la cathode en LiCoO_2 se vide tellement de ses ions Li^+ que la structure-hôte CoO_2 peut s'affaïsser et libérer de l'oxygène naissant qui oxyde fortement les solvants en présence. Comme ceux-ci ont une température d'ébullition basse et une tension de vapeur saturante élevée, ils s'évaporent brutalement et augmentent la pression interne jusqu'à faire exploser le boîtier de la batterie. Au contact de l'air, du fait de leur point éclair bas, les solvants vont brûler violemment, d'autant plus que l'oxydation parallèle du collecteur de courant en aluminium s'accompagne de la libération d'une forte énergie (aluminothermie) qui va encore plus contribuer à brûler les solvants.
- En cas de court-circuit interne, un échauffement important se produit, entraînant l'ébullition des solvants et l'explosion de la batterie selon le même enchaînement d'étapes décrit précédemment.

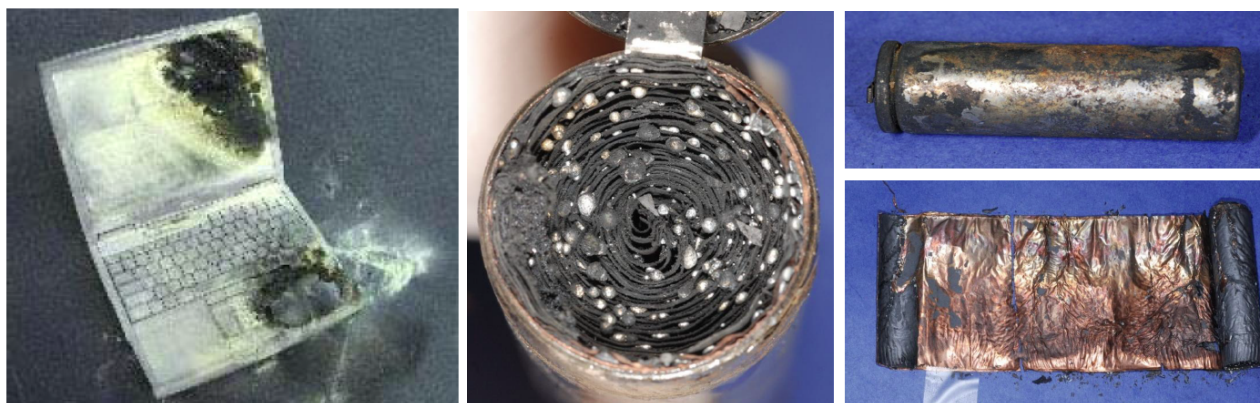


Fig.25. Images du résultat de feux accidentels ou volontaires (test abusif) avec une batterie Li-ion classique [31].

C'est avec un grand intérêt qu'a été suivie la filière du lithium-fer phosphate recouvert de carbone, baptisé LiFePO_4/C ou LFP/C. Même soumis au feu, ce matériau d'électrode thermiquement stable a la spécificité de ne pas subir les réactions caractéristiques de l'emballement thermique (Fig.26-27).

Si l'on examine l'évolution des étapes théoriques de l'emballement thermique (Fig.27), le meilleur comportement du LFP/C semble lié à une moindre décomposition du matériau d'électrode induisant un moindre relargage d'oxygène, élément dont on sait qu'il est prompt à brûler. Cela explique aussi l'absence de constat d'aluminothermie et de dégradation d'électrolyte dans le cas du LFP/C [32-34].

Par ses performances et la composition qu'il met en jeu, le lithium-phosphate de fer est donc plus intéressant pour un usage applicatif dans la mobilité électrique que n'importe quel autre matériau d'électrode positive appartenant à la famille des batteries Li-ion : malgré une énergie spécifique un peu plus faible que la moyenne, il est stable thermiquement et mobilise comme matières premières le fer et le phosphate abondants, bon marché, non toxiques et non polluants (Tab.5).

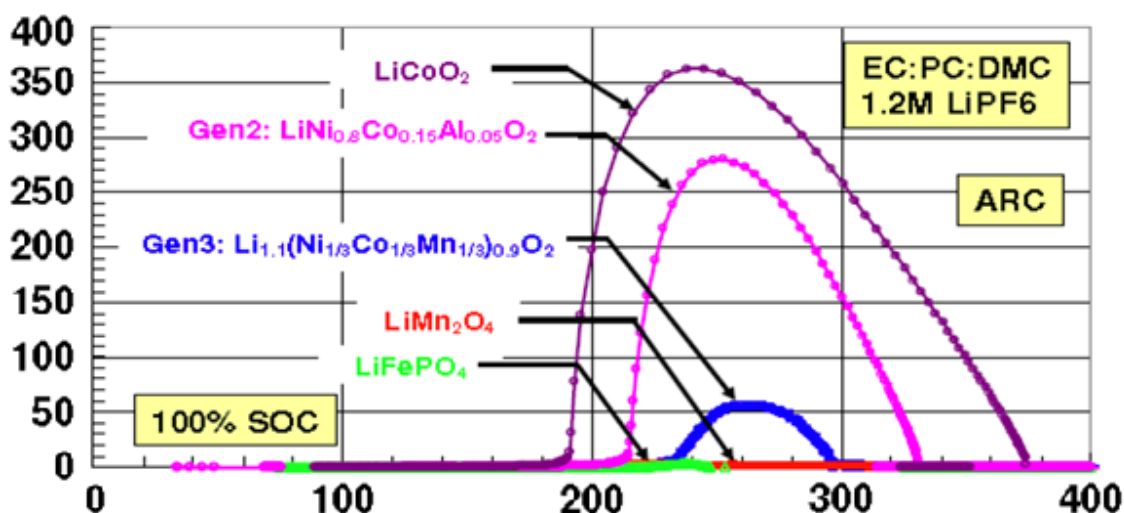


Fig.26. Courbes dévolution de l'emballement thermique (en °C/min) en fonction de la température (en °C) pour différents matériaux d'électrode positive de la famille des batteries lithium-ion [32].

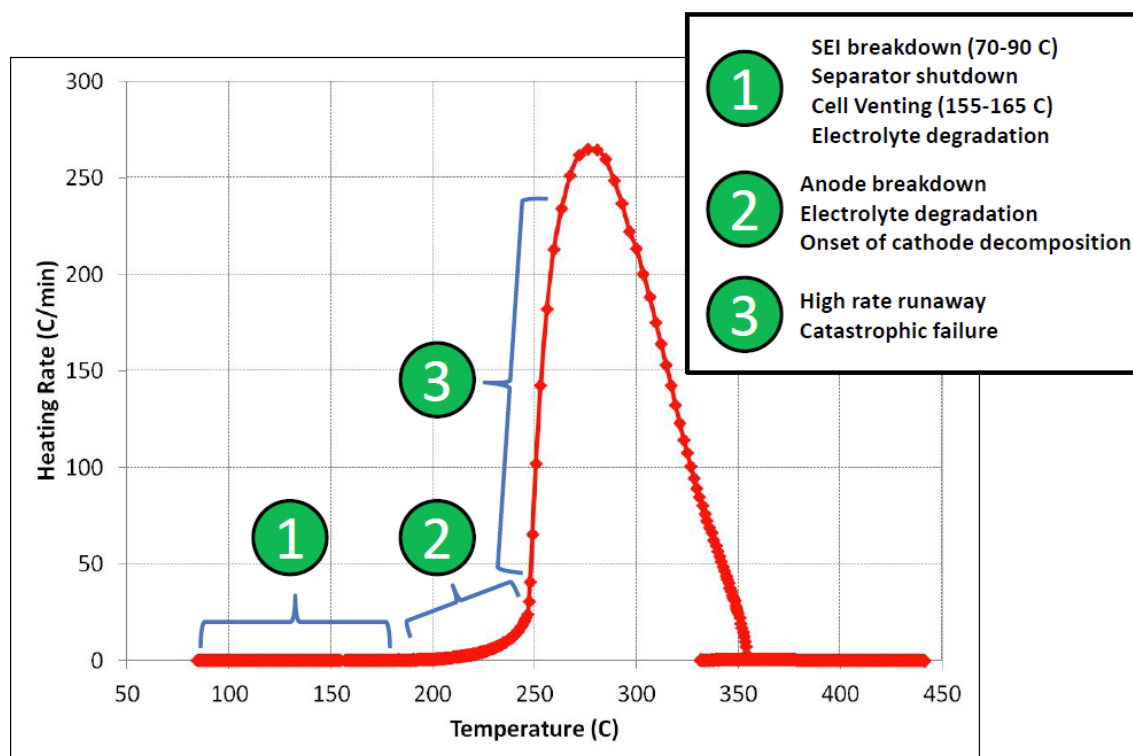


Fig.27. Schématisation des étapes successives menant à l'emballement thermique d'une batterie lithium-ion [33].

	C-LiFePO ₄	LiCoO ₂	LiMn ₂ O ₄	Li(NiCo)O ₂
Sécurité et impact environnemental	Excellent ¹¹	Instable Très dangereux	Acceptable	Instable Très dangereux
Durée de vie	Excellent ¹¹	Acceptable	Inacceptable	Acceptable
Energie spécifique	Acceptable	Bonne	Acceptable	Elevée ¹¹
Coût à long terme	Très faible ¹¹	Elevé	Acceptable	Elevé
Acceptabilité en température	Excellente ¹¹ de -45°C à 70°C	Dégradée sauf de -20°C à 55°C	Très dégradée au-delà de 50°C	Dégradée sauf de -20°C à 55°C

TAB.5. TABLEAU COMPARATIF DES PERFORMANCES DES DIVERSES TECHNOLOGIES DE BATTERIE LITHIUM-ION [35].

¹¹ Meilleure performance entre toutes les technologies lithium-ion suivant le critère considéré.

2.4 Problématique de la détermination de l'état de charge propre au matériau LFP/C

Même si l'autonomie est réduite, à volume et poids de batterie constants, on gagne à utiliser le LFP comme matériau d'électrode positive en termes de sécurité, de coût et de durabilité. Globalement, l'acceptabilité future du véhicule électrique sera donc meilleure s'il se base sur cette technologie plutôt que sur les générations antérieures de batterie Li-ion. Cependant, aussi prometteur que soit le matériau LiFePO_4 pour la sécurité du conducteur, il n'en représentait pas moins un inconvénient de taille dans l'objectif d'une démocratisation du véhicule électrique lorsqu'il a été découvert. En effet, ce type de batteries ne permet pas de savoir facilement quel est le niveau d'énergie disponible dans le système de stockage, *i.e.* l'autonomie restante, paramètre dont le conducteur a absolument besoin. De manière classique, on estime le niveau d'énergie disponible pour la réaction de décharge utile à la mobilité du véhicule électrique en calculant la valeur d'un paramètre et indicateur qui s'appelle l'état de charge, noté SOC (*state-of-charge*), et qui est compris entre 0 et 100%. Avant l'arrivée sur le marché des batteries LiFePO_4/C (ou LFP/C), il n'existait pas un large panel de méthodes pour évaluer l'état de charge. Dans la famille du Li-ion, les autres types d'électrode mis en jeu présentent des caractéristiques telles qu'il est facile de déterminer leur état de charge par une simple mesure de la tension aux bornes de l'élément. Toutefois, dans le cas du LFP/C, la caractéristique en charge ou en décharge (Fig.28) forme un plateau qui empêche de tirer l'état de charge de la mesure de tension.

Bien sûr, outre la mesure de la tension, il existe de nombreuses méthodes de détermination du SOC héritées d'autres technologies de batteries comme les accumulateurs plomb-acide (Pb) ou nickel-métal hydrure (NiMH). Leur but est également de prévenir la panne de fonctionnement lié à une surcharge ou une surchauffe mais les raisons menant au défaut ou à la dégradation irréversible sont très différentes du cas des batteries Li-ion, ce qui ne permet pas une transposition de la solution. La technique alternative la plus plausible est celle du comptage coulométrique qui renseigne sur la capacité (en Ah) transitant en charge et en décharge. Toutefois, cette méthode requiert le stockage d'un historique de données très volumineux et met en jeu un très faible écart de mesure qui aboutit pourtant à des erreurs non négligeables après que cette opération est réalisée des millions de fois. Parmi l'ensemble des techniques au choix, outre l'autorégression par moyenne mobile (ARMA), la spectroscopie d'impédance électrochimique (EIS), le filtre Kalman étendu (EKF), les réseaux de neurones artificiels (ANN) ou la logique floue (*fuzzy logic*) [37], nous avons choisi un indicateur simple à mettre en œuvre dans un véhicule déjà bardé d'électronique, à savoir la mesure de tension en circuit ouvert, notée OCV (*open circuit voltage*). L'OCV est la tension mesurée aux bornes de la batterie quand elle est au repos, déconnectée du reste des charges qu'elle est censée alimenter. Comme pour d'autres technologies de batteries, l'allure de cet OCV varie selon si on est en phase de charge ou de décharge, formant un écart appelé hystérésis. Il fait l'objet du paragraphe qui suit.

2.5 Définition de l'hystérésis et possibilité d'usage comme indicateur d'état de charge

Contrairement à la courbe caractéristique classique d'une batterie qui montre l'évolution de sa tension de fonctionnement en fonction du temps ou de son état de charge à une température et un régime de courant fixés, qui varient en fonction du fabricant et des performances qu'il désire mettre en avant, le tracé de L'OCV met en jeu des courbes qui sont indépendantes du régime, *ipso facto*, puisqu'aucun courant ne circule. En outre, ces courbes sont discontinues : d'une part parce qu'elles relient des points de mesures réalisés à intervalles de SOC plus ou moins réguliers ; d'autre part, parce qu'elles n'ont pas la même allure selon si on est en phase de charge ou de décharge (Fig.29). L'hystérésis, nom donné à l'écart entre ces deux courbes distinctes liées aux différences entre les modes d'insertion et de désinsertion des ions lithium, forme une large bande dans le cas où la batterie cycle totalement *i.e.* sur toute sa profondeur de décharge de 0 à 100% de SOC et *vice versa*, ou bien de petits yeux en amande ellipsoïde dans le cas où la batterie cycle partiellement à des SOC intermédiaires (Fig.30). Par définition, les deux courbes représentatives de l'OCV mesurées sur toute la fenêtre d'état de charge constituent les frontières entre lesquelles viendront forcément s'inscrire les yeux relatifs aux éventuels cyclages partiels intermédiaires.

L'objet de nos recherches a été d'évaluer l'impact d'une variation des paramètres de cyclage sur ces courbes-frontières de façon à préparer la modélisation mathématique des yeux constitutifs de l'effet d'hystérésis dans le cas d'un cyclage partiel typique de l'application de mobilité électrique, le VE mobilisant la batterie tantôt en décharge (accélération), tantôt en charge (freinage récupératif).

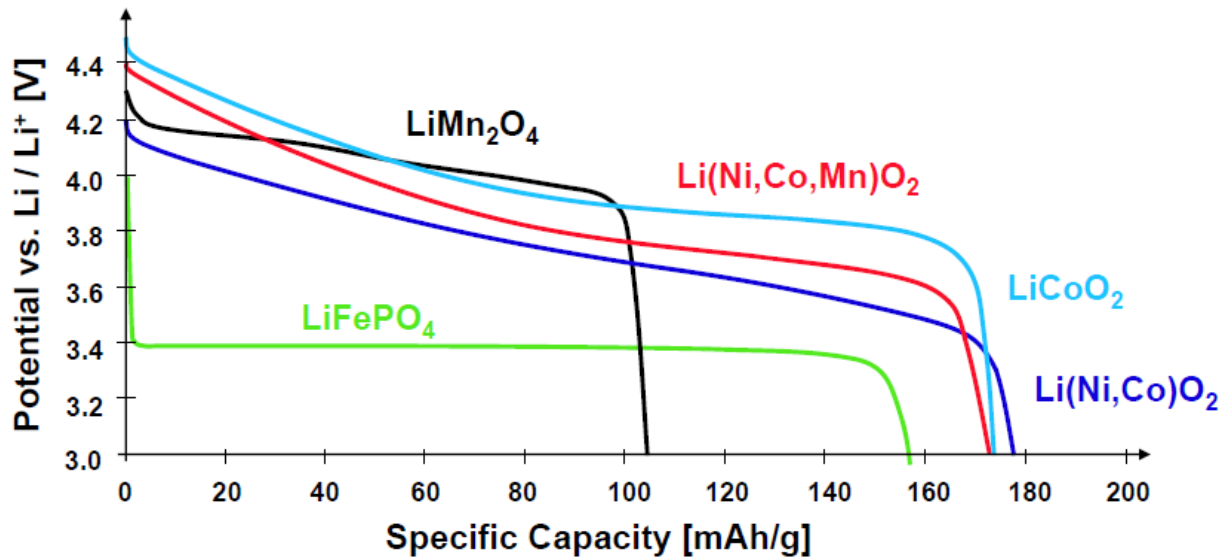


Fig.28. Caractéristiques en décharge de divers matériaux d'électrode positive de batteries Li-ion [36].

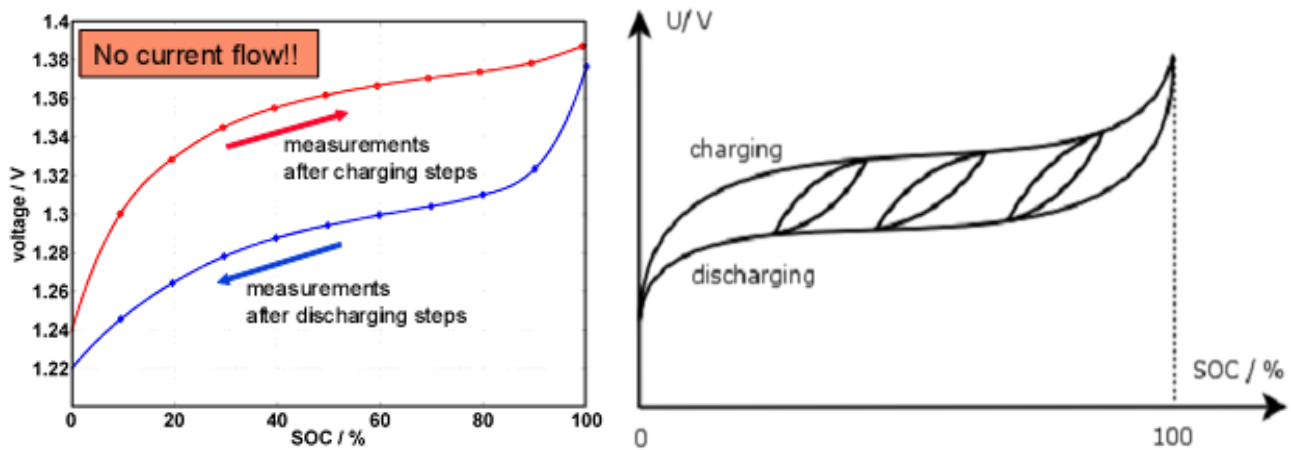


Fig.29. Courbes illustratives du phénomène d'hystérésis présentant l'évolution de la tension en fonction de l'état de charge pour des cycles de charge / décharge entiers ou partiels [38-40].

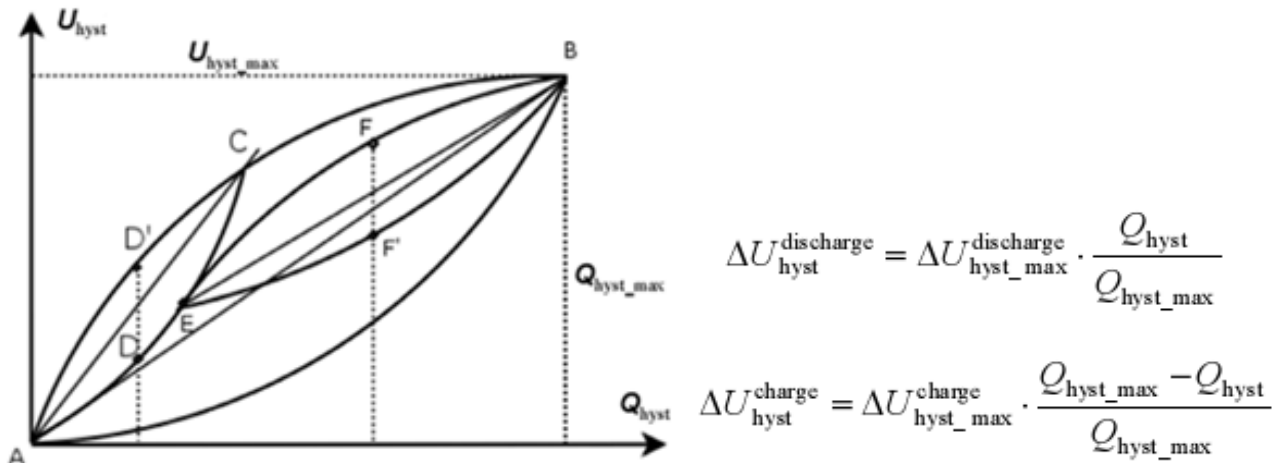


Fig.30. Illustration du calcul mathématique de l'hystérésis ΔU_{hyst} en phase de décharge ou charge à partir de la donnée de charge Q_{hyst} et des valeurs limites respectives de ces trois paramètres pour un exemple d'œil [38-40].

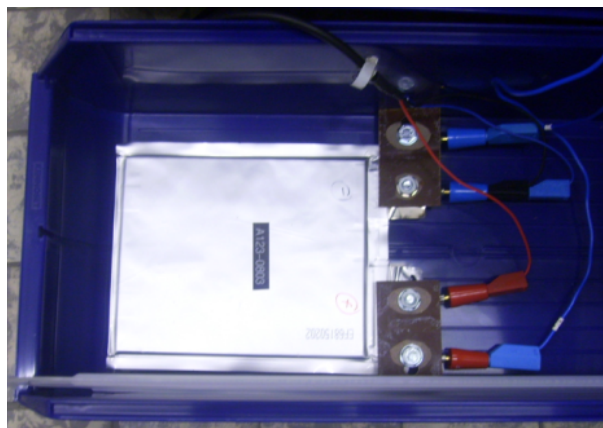
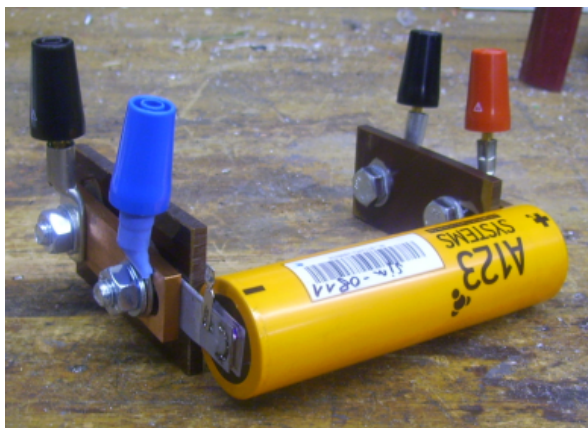


Fig.31. Cellules prototypes testées : typée puissance cylindrique (*gauche*) et typée énergie prismatique (*droite*).

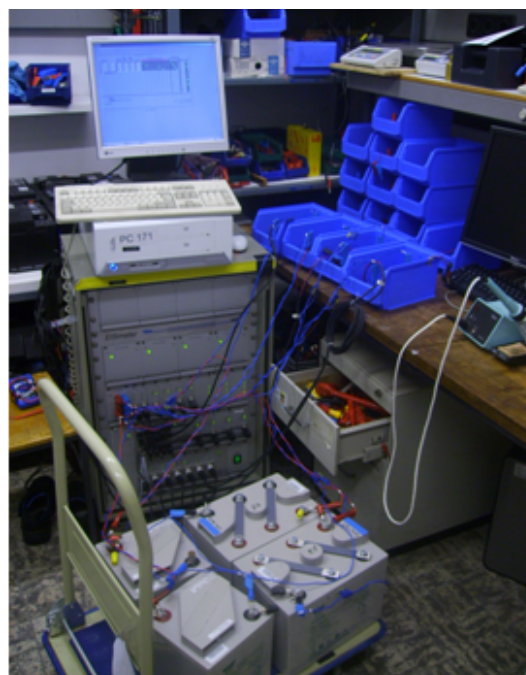


Fig.32. Appareils de mesure employés : banc Digatron, data-logger et enceinte climatique pour les cyclages et la mesure de capacité (*gauche*) ; EISmeter et batteries au plomb en parallèle pour la mesure d'impédance (*droite*).

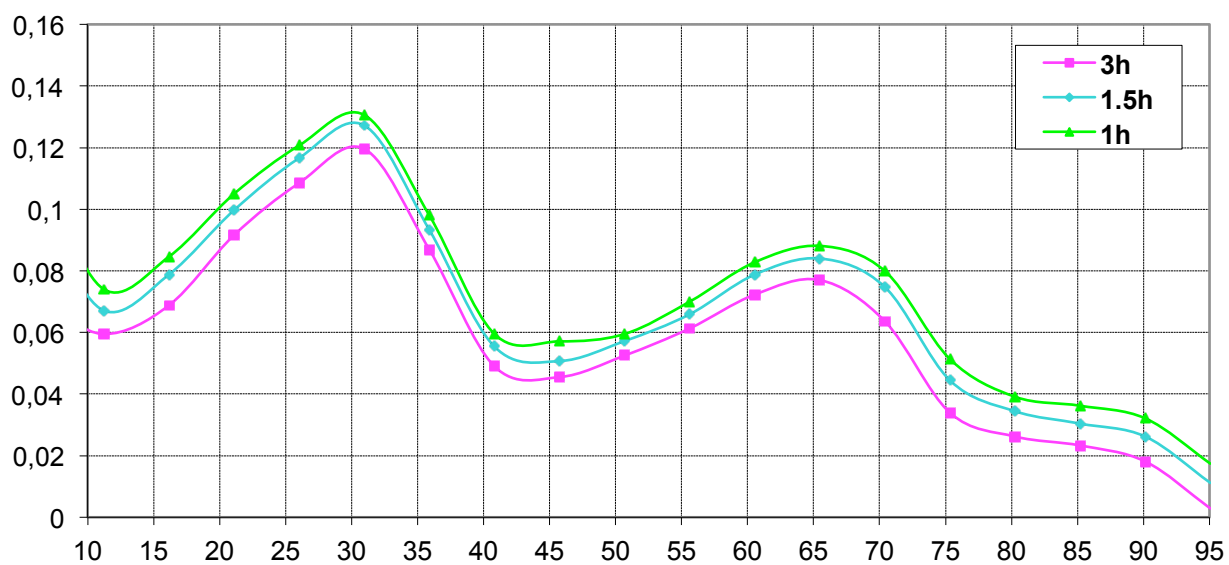


Fig.34. Évolution de l'hystérésis (écart entre les courbes-frontières de l'OCV, en V) en fonction du SOC (en %) pour une batterie LFP/C typée puissance et variation de son allure selon le temps de repos observé (de 1 à 3 h).

2.6 Étude expérimentale de l'influence des paramètres de cyclage sur l'hystérésis

Dans le cadre de l'investigation des courbes-frontières de l'OCV réalisée au laboratoire de l'ISEA à Aachen, j'ai réalisé des mesures sur deux prototypes de technologie LFP/C respectivement typés puissance et énergie et fabriqués par A123Systems sous format cylindrique et prismatique (Fig.31).

La campagne d'essais a surtout porté sur les batteries typées puissance (14 cellules) et dans une moindre mesure sur celles typées énergie (3 cellules). Dans une première phase, dite d'initialisation, quelques cycles de préconditionnement ont été opérés pour observer l'évolution de la capacité dont la hausse typique des batteries neuves est caractéristique de la formation dans les batteries Li-ion de la couche de passivation SEI du matériau-hôte en graphite. Ces tests ont été réalisés comme tous les autres tests de cyclage sur un banc d'essais Digatron de caractéristiques 0-20 V / ± 50 A (Fig.32). Les accumulateurs ont ensuite été mesurés par spectroscopie d'impédance électrochimique sur un appareil appelé EISmeter (conçu par l'ISEA), de manière à grouper par pack de trois accumulateurs en série les cellules ayant des performances proches (Fig.32-33*).

Les tests en cyclage à 1C de 2 V à 3,6 V ont révélé une bonne homogénéité des capacités mesurées (Fig.33*), sauf pour la cellule 2 qui a été écartée du lot à cause de sa plus faible capacité. Ensuite, la spectroscopie d'impédance électrochimique a révélé un spectre pour la cellule 11 en écart flagrant vis-à-vis du spectre des autres cellules, d'où l'éviction du pack C qui la contenait. Dès lors, le pack B a été dédié à l'établissement des courbes-frontières caractéristiques de l'OCV tandis que les packs A et D ont servi à étudier l'autodécharge à 40°C et les impacts du régime de courant (0,5C et 10C) et de température (-10°C, 0°C, 23°C, 50°C). Concrètement, les batteries ont été associées en série par contact direct de leurs pattes métalliques via des linguets en cuivre. Chaque linguet étant enserré par deux plaquettes de plastique isolant avec deux sorties pour le courant et la tension (Fig.31-32).

Pendant tous ces tests, la difficulté a été de monitorer les données acquises sur chaque cellule via un *data-logger* (0-5 V, 15 bits) alors que l'ensemble des cycles étaient enclenchés sur seuils haut et bas de tension pour la série entière via le banc Digatron (0-20 V, 15 bits). La précision des instruments a été comparée, révélant un pas de résolution et d'échantillonnage des données deux fois plus faible (et plus précis) pour le *data-logger* que pour le banc Digatron. Par ailleurs, un *offset* moyen de 15 mV a été constaté entre la tension mesurée par Digatron aux bornes de la série et la somme des tensions individuelles mesurées par le *data-logger*. Outre l'écart de résolution et les résistances de contact liées à la mise en série des éléments, il est possible que cet *offset* provienne de la différence de précision entre les diverses voies du *data-logger* et de la différence de vitesse de transmission des données entre les deux appareils, l'écart des temps de réponse étant estimé à 80 ms.

Le résultat le plus marquant de l'étude expérimentale est l'allure des courbes-limites d'OCV dont le différentiel affiche deux maxima locaux à 30 et 65% de SOC (Fig.34). Ces valeurs caractéristiques sont reproductibles sur d'autres batteries (ex : la batterie de 13 Ah d'A123Systems et celle de 10 Ah d'Optimum Cell, de technologie LFP/C typée énergie en format prismatique). À ces états de charge, la série de trois cellules voit son hystérésis culminer respectivement à 130 et 90 mV, soit 43 et 30 mV par cellule pour un OCV qui varie globalement de 2,8 à 3,6 V au niveau de l'élément (Fig.35*). Le temps de repos marqué à chaque *step* de charge/décharge sert à mesurer l'OCV à SOC constant. C'est un paramètre influent car on constate un écart de 10 mV entre 1h et 3h sur la série (Fig.34). Le meilleur compromis entre la précision et le temps d'attente semble être 3h (Fig.36) mais il est probable qu'un abaque soit déduit et appliqué à des durées plus faibles pour pouvoir extrapoler la donnée d'OCV lors d'arrêts brefs, comme lorsque l'utilisateur du véhicule s'arrête et se stationne.

Les protocoles de cyclage progressif en décharge et en charge (Fig.37*) ont été réalisés avec des régimes de courant et des températures variables. Le régime de courant n'apparaît pas très influent même si, de façon surprenante, un régime de courant élevé (10C, soit 36 A) tend à réduire de 2 mV l'hystérésis de la série de trois cellules (Fig.36). Il est fort probable que cet impact soit en fait lié à une hausse locale de la température, ce paramètre apparaissant comme un facteur influent sur la valeur d'hystérésis, en témoigne la baisse de l'hystérésis lorsqu'on passe de 23°C à 50°C (Fig.38).

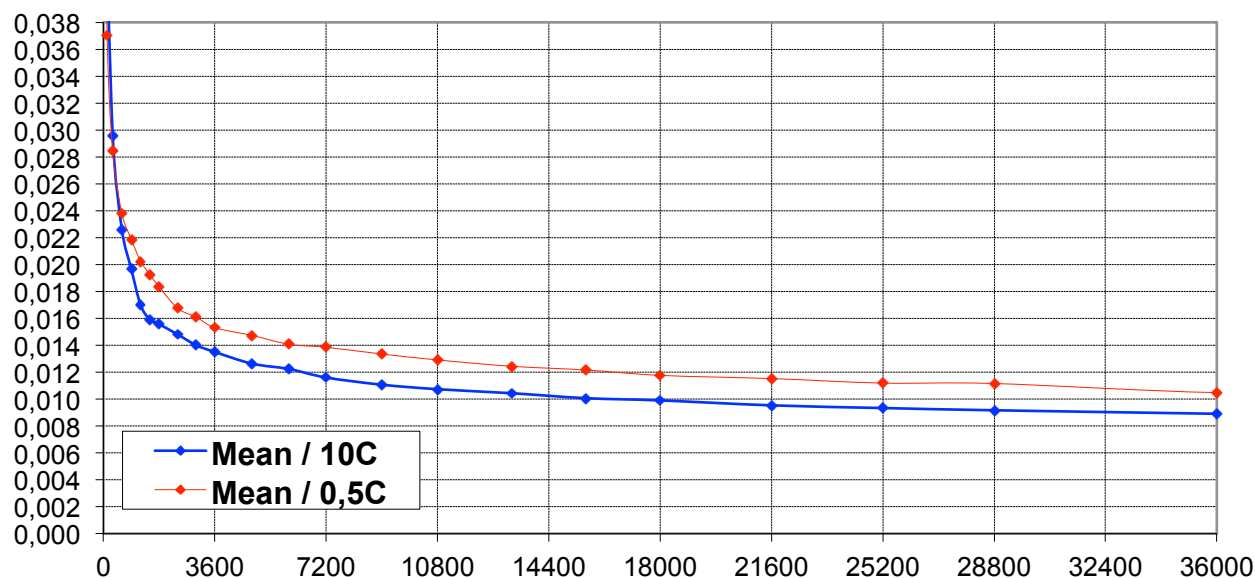


Fig.36. Influence du régime de courant sur l'évolution de l'hystérésis (en V) en fonction du temps de repos (en s) pour une série de trois batteries placées à un état de charge de 25% à température ambiante (23°C).

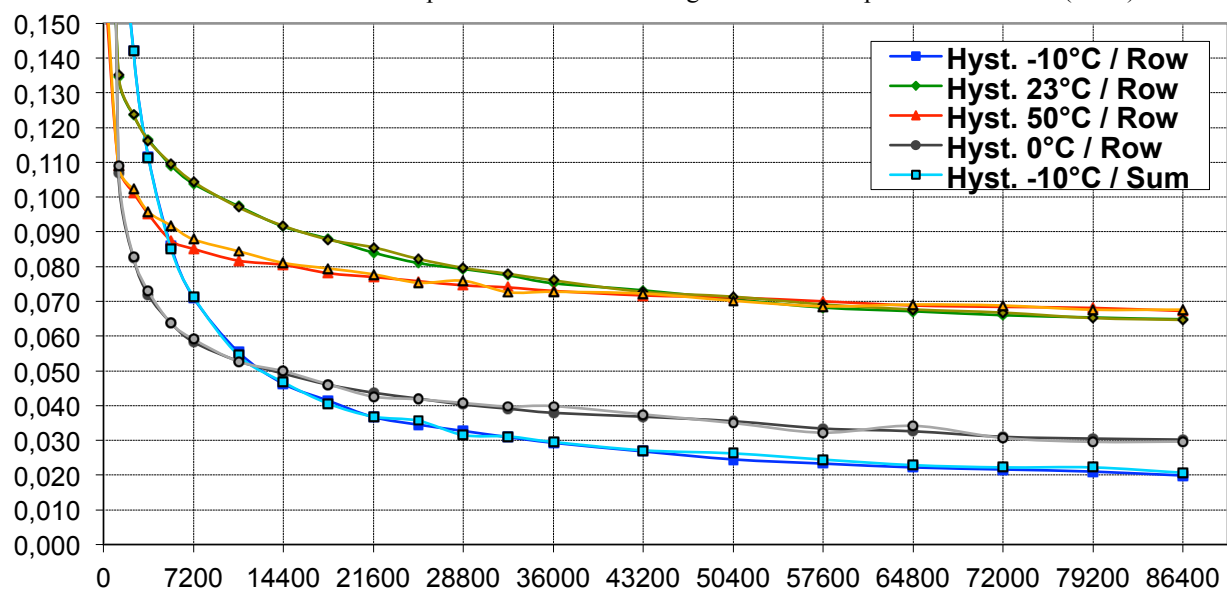


Fig.38. Influence de la température sur l'évolution de l'hystérésis (en V) en fonction du temps de repos (en s) pour une série (row) de trois batteries placées à un état de charge de 25% à température ambiante (23°C).

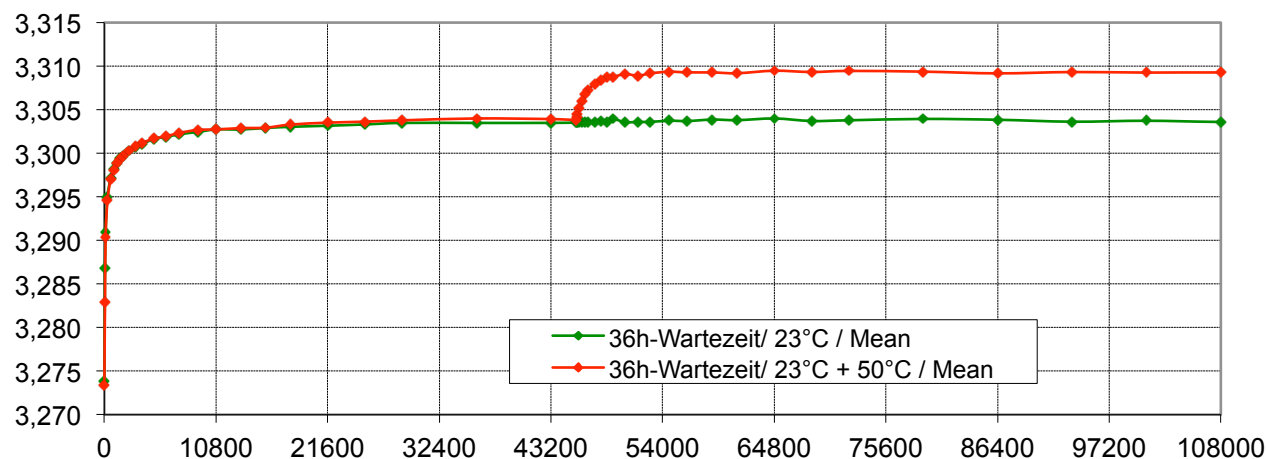


Fig.39. Impact d'une brusque variation de température extérieure (de 23 à 50°C) sur l'évolution de l'OCV (en V) d'une cellule unitaire mise au repos (Wartezeit) durant 36h après une phase de décharge fixant le SOC à 25%.

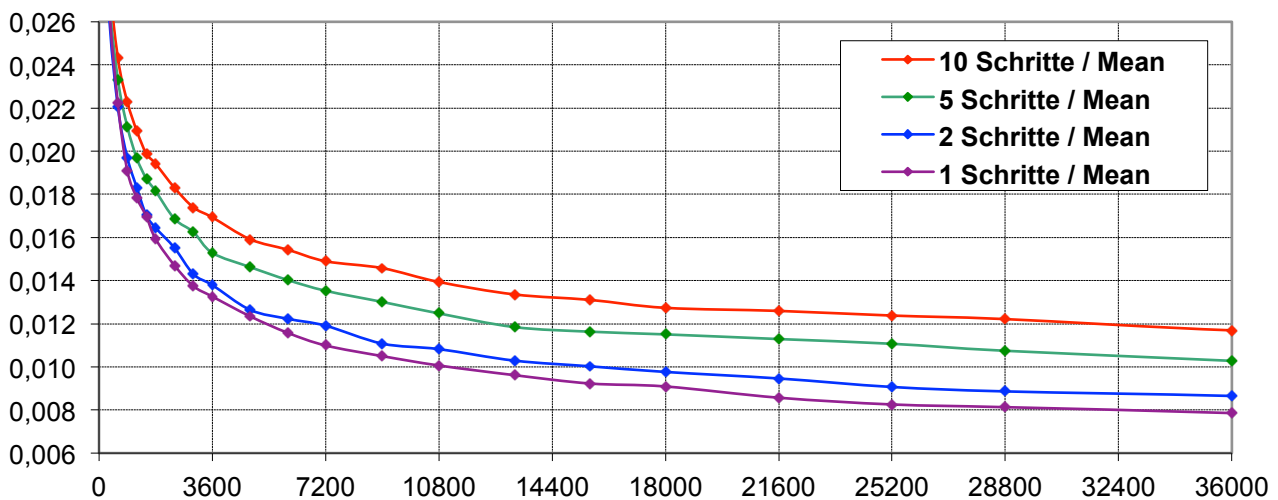


Fig.41. Influence du nombre de paliers intermédiaires (*Schritte*) de SOC sur l'évolution de l'hystérésis (en V) en fonction du temps de repos (en s) pour une cellule unitaire placée à un état de charge de 50% à 23°C.

Néanmoins, cette dépendance par rapport à la température n'est pas linéaire. L'hystérésis s'avère bien moindre à faible température (-10 ou 0°C) qu'à température ambiante (23°C) ou élevée (50°C). Selon toute vraisemblance, deux phénomènes distincts influencent donc la valeur de l'hystérésis à la hausse ou à la baisse. *A priori*, l'hystérésis baisse d'autant à faible température qu'une grande partie de la matière active n'est pas sollicitée, puisqu'on sait que la capacité disponible est grandement diminuée dans ce cas de figure [41]. À l'inverse, avec une batterie neuve, la totalité de la capacité est exploitable et la puissance disponible est maximale à 23 et 50°C, c'est-à-dire que l'état de santé (*state-of-health*, SOH) et l'état de fonction (*state-of-fonction*, SOF) valent 100%. Par extrapolation, la plus faible hystérésis à 50°C peut s'interpréter comme une meilleure migration des ions lithium à l'intérieur des canaux 1D dilatés de la structure cristalline du LFP/C, comme en témoigne l'impact sur la courbe d'OCV d'un brusque changement de température (Fig.39). En revanche, après 14h de repos (=50 400 s), la courbe d'hystérésis à 23°C passe sous celle à 50°C (Fig.38), ce qui suppose un autre impact de la température, peut-être via la favorisation de réactions parasites avec l'électrolyte. Ce constat peut également se retrouver lorsqu'on investigate l'influence du nombre de pas de SOC intermédiaires marqués lors des cycles de décharge et charge utiles à la mesure d'OCV. A durée de cyclage global constante (Fig.40*), nous avons mis en avant le fait que le nombre de paliers de SOC peut aussi être un facteur influent sur l'hystérésis (Fig.41). En clair, plus il y a d'étapes (*Schritte* en allemand), plus la chaleur interne de l'élément a le temps de se dissiper donc l'hystérésis augmente.

2.7 Exploitation des résultats et conséquences sur le diagnostic d'état de charge du LFP/C

Les résultats de l'étude expérimentale que nous venons d'aborder ont été exploités par l'industriel initiateur du projet (BMW) et réutilisés dans le cadre plus large de l'implémentation d'un modèle d'hystérésis dans le BMS d'un véhicule hybride électrique de la marque. Ce travail de modélisation basé sur une méthode adaptative a fait l'objet de plusieurs publications [42-46] avec la mise au point notamment d'un modèle électrique équivalent intégrant le bloc relatif à l'OCV corrigé de l'hystérésis et la prise en compte des phénomènes de vieillissement pour un SOH allant décroissant. Ces articles expliquent le lien présumé entre les mécanismes d'insertion et de désinsertion des ions lithium et le phénomène d'hystérésis. Nous exposons ci-après leurs conclusions les plus prégnantes.

Le lithium-phosphate de fer LiFePO_4 , le titanate de lithium $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ et le graphite lithié LiC_6 sont les représentants typiques de certains matériaux actifs des batteries Li-ion présentant des courbes d'OCV très caractéristiques où l'on observe un ou plusieurs plateau(x) (Fig.42*-43*). Cette stabilité du potentiel électrochimique reflète la coexistence de deux phases juxtaposées lithiée/non lithiée dont le front migre au sein du matériau-hôte au gré de l'insertion/désinsertion du lithium.

Au-delà de ce plateau, certains matériaux actifs à transition de phases sont l'objet d'une hystérésis marquée entre les courbes-frontières d'OCV caractéristiques de phases de charge et décharge dont les potentiels à l'équilibre varient selon l'état de charge. En particulier, l'OCV est toujours plus bas après insertion qu'après désinsertion du lithium. Ce principe est vérifié pour le matériau d'électrode positive LiFePO₄ avec une courbe OCV de la décharge plus faible que celle de la charge (Fig.44). L'hystérésis qui les sépare pose problème car elle dépend de l'historique de cyclage du matériau actif, varie en fonction de la température ou du temps de repos avant mesure d'OCV et évolue selon le SOH de la batterie. De fait, un modèle de diagnostic du SOC a été choisi par BMW qui intègre l'hystérésis dans une méthode d'estimation en cascade mobilisant des blocs indépendants (Fig.45*).

La partie auto-adaptative comprend différents blocs de modélisation comparés *in fine* :

- un bloc calcule l'état de charge SOC en intégrant le courant I : $SOC = SOC_0 + \frac{1}{C_{nom}} \cdot \int_0^t I \, dt$
- un autre bloc calcule la tension en circuit ouvert OCV à partir de l'état de charge SOC, de la température θ et d'un facteur ψ relatif à l'historique de charge : $OCV = f(SOC, \theta, \psi)$.
- un autre bloc calcule la tension de batterie U via un circuit électrique équivalent (Fig.45*), U étant la somme de la tension en circuit ouvert OCV et de la tension dynamique U_{dyn} calculée par identification des paramètres du circuit R_s, R_p et C_p : $U = OCV + U_{dyn}(R_s, R_p, C_p, I, t)$.

Pour inclure l'influence de l'hystérésis et éviter l'augmentation des erreurs liée à l'intégration du courant, l'OCV est recalculée régulièrement en prenant en compte les valeurs réelles de tension U_m et de courant I_m mesurées aux bornes de la batterie :

$$OCV^* = U_m - U_{dyn} \quad \text{avec la fonction de transfert : } U_{dyn}(s) = I_m(s) \cdot \left(R_s + \frac{R_p}{1 + s \cdot R_p \cdot C_p} \right).$$

A l'issue de ces calculs, un résidu $r = OCV^* - OCV(SOC, \theta, \psi)$ permet de vérifier l'état de fonction SOF de la batterie, c'est-à-dire la disponibilité réelle de la capacité théorique. Ce paramètre varie en fonction de l'état de santé SOH ; il est mis en regard avec l'analyse de la réponse à un pulse en courant de 20C pour prendre en compte les effets du vieillissement sur les paramètres du modèle d'OCV (Fig.46*). Au final, si la valeur d'état de charge initial SOC₀ a été mal estimée ou qu'elle change au cours de la vie de la batterie, le modèle auto-adaptatif corrige le diagnostic via les outils classiques (méthode des moindres carrées, filtrage Kalman, réseaux de neurones) pour prédire l'état de charge avec une erreur inférieure à 2% (Fig.47*). Ces bonnes performances sont vérifiées à la fois sur les courbes-frontières à l'échelle du cycle complet et sur les yeux intermédiaires à l'échelle de cycles partiels de faible profondeur de décharge, ce qui dans la pratique constitue la majorité des cas de figure rencontrés en application automobile.

Bilan

L'investigation de l'hystérésis observée entre les courbes-frontières de la tension en circuit ouvert (OCV) mesurées après un temps de repos court durant les phases de charge et de décharge ouvre la voie à l'implémentation d'un modèle simple et précis d'estimation de l'état de charge (SOC) dans le BMS du véhicule électrique équipé de batteries LFP/C, une technologie gageure de sécurité.

Références

- [1] J.-F. Marucco, *Chimie des solides*, EDP Science, 2004 [ISBN 2-86883-673-9609-1613].
- [2] J. Molenda, "Lithium-ion batteries – State of the art. Novel phospho-olivine cathode materials", in *Materials Science-Poland*, Vol. 24, N°1, 2006 [[Lien](#)].
- [3] A. Yamada *et al.*, "Optimized LiFePO_4 for lithium battery cathodes", in *Journal of The Electrochemical Society*, 148 (3), pp. A224-A229, 2001 [[Lien](#)].
- [4] A. Manthiram *et al.*, in *Rechargeable Lithium and Lithium Ion Batteries*, pp. 53 [[Lien](#)].
- [5] K.A. Striebel *et al.*, "The development of low-cost LiFePO_4 -based high power lithium-ion batteries", in *Journal of Power Sources*, 146, 2005 [[Lien](#)].
- [6] Z. Chen *et al.*, "Reducing carbon in LiFePO_4/C composite electrodes to maximize specific energy, volumetric energy and tap density", in *Journal of The Electrochemical Society*, 149 (3), 2002 [[Lien](#)].
- [7] J. Moskon *et al.*, "Morphology and electrical properties of conductive carbon coatings for cathode materials", in *Journal of Power Sources*, 2007 [[Lien](#)].
- [8] M.M. Doeff *et al.*, "Effect of surface carbon structure on the electrochemical performance of LiFePO_4 ", in *Electrochemical and Solid-State Letters*, 6 (10), 2003 [[Lien](#)].
- [9] S.-Y. Chung *et al.*, "Electronically conductive phospho-olivines as lithium storage electrodes", in *Nature Materials*, 1, pp. 123-128, 2002 [[Lien](#)].
- [10] J. F. Ni *et al.*, " LiFePO_4 doped with ions prepared by co-precipitation method", in *Material Letters*, 59, pp. 2361-2365, 2005 [[Lien](#)].
- [11] H. Liu *et al.*, "Doping effects of zinc on LiFePO_4 cathode material for lithium-ion batteries", in *Electrochemistry Communications*, 8, pp. 1553-1557, 2006 [[Lien](#)].
- [12] G. Hu *et al.*, "Influence of Ti^{4+} doping on electrochemical properties of LiFePO_4/C cathode material for lithium-ion batteries", in *Transactions of Nonferrous Metal Society of China*, 17, pp. 296-300, 2007 [[Lien](#)].
- [13] S. Yang, P.Y. Zavalij, M.S. Whittingham, "Hydrothermal synthesis of cathode materials", in *Electrochemistry Communications*, 3, pp. 505-508, 2001 [[Lien](#)].
- [14] S. Yang, Y. Song, P.Y. Zavalij, M.S. Whittingham, "Reactivity, stability and electrochemical behavior of lithium iron phosphate", in *Electrochemistry Communications*, 4, pp. 239-244, 2002 [[Lien](#)].
- [15] M.S. Whittingham, S. Yang, S. Lutta, P.Y. Zavalij, "Some transition metal (oxy)phosphates and vanadium oxides for lithium batteries", in *Journal of Materials Chemistry*, 15, pp. 3362-3379, 2005 [[Lien](#)].
- [16] Y. Song, P.Y. Zavalij, N.A. Chernova, M.S. Whittingham, "Synthesis, crystal structure, and electrochemical and magnetic study of iron (III) hydroxyl-phosphates, isostructural with lipscombite", in *Chemistry of Materials*, 17, pp. 1139-1147, 2005 [[Lien](#)].
- [17] G. Rousse *et al.*, "Magnetic structures of the triphylite LiFePO_4 and of its delithiated form FePO_4 ", in *Chemistry of Materials*, 15, pp. 4082-4090, 2003 [[Lien](#)].
- [18] C. Delmas *et al.*, "Lithium deintercalation in LiFePO_4 nanoparticles via a domino-cascade model", in *Nature Materials*, 7, pp. 665-671, 2008 [[Lien](#)].
- [19] T. Maxisch, G. Ceder, "Elastic properties of olivine LiFePO_4 from first principles", in *Physical Review B*, 73, 174112, 2006 [[Lien](#)].
- [20] M.S. Islam *et al.*, "Atomic-scale investigation of defects, dopants, and lithium transport in the LiFePO_4 olivine-type battery material", *Chemistry of Materials*, 17, pp. 5085-5092, 2005 [[Lien](#)].
- [21] T. Maxisch *et al.*, "*Ab initio* study of the migration of small polarons in olivine Li_xFePO_4 and association with lithium ions and vacancies", in *Physical Review B*, 73, 104301, 2006 [[Lien](#)].
- [22] S.R. Elliott, *The Physics and Chemistry of Solids*, Wiley, Chichester, 1998.
- [23] B. Ellis *et al.*, "Small polaron hopping in Li_xFePO_4 solid solutions: coupled lithium-ion and electron mobility", in *Journal of the American Chemical Society*, 128, pp. 11416-11422, 2006 [[Lien](#)].
- [24] F. Zhou *et al.*, "The electronic structure and band gap of LiFePO_4 and LiMnPO_4 ", in *Solid State Communications*, 132, pp. 181-186, 2004 [[Lien](#)].
- [25] S.-I. Nishimura *et al.*, "Experimental visualization of lithium diffusion in Li_xFePO_4 ", in *Nature Materials*, 7, pp. 707-711, 2008 [[Lien](#)].

- [26] N. A. W. Holzwarth *et al.*, “Electronic structures of LiFePO₄ related materials”, Wake Forest University, Winston-Salem, NC, USA (PowerPoint presentation) [[Lien](#)].
- [27] A. Ait-Salah *et al.*, “Structural and magnetic properties of LiFePO₄ and lithium extraction effects”, in *Z.A.A. Chem.*, 632, pp. 1598-1605, 2008 [[Lien](#)].
- [28] C. Delacourt *et al.*, “Towards understanding of electrical limitations (electronic, ionic) in LiMPO₄ (M = Fe, Mn) electrode materials”, in *Journal of The Electrochemical Society*, 152 (5), 2005 [[Lien](#)].
- [29] L. Laffont *et al.*, “Study of the LiFePO₄/FePO₄ two-phase system by high-resolution electron energy loss spectroscopy” in *Chemistry of Materials*, 18, pp. 5520-5529, 2006 [[Lien](#)].
- [30] G. K. Singh *et al.*, “Anisotropic surface reaction limited phase transformation dynamics in LiFePO₄” [[Lien](#)].
- [31] C. Mikolajczak *et al.*, “Lithium-ion failure rates and fire protection considerations”, in 2nd annual International Conference Battery Safety, Las Vegas, 9-10 Nov. 2011 [[Lien](#)].
- [32] E. P. Roth (Sandia National Laboratories), ECS Hawaii Conference, Oct. 2008.
- [33] C. J. Orendorff, Sandia National Laboratories, “Abuse tolerant lithium-ion cells for transportation applications”, in 2nd International Conference Battery Safety, Las Vegas, 9-10 Nov. 2011 [[Lien](#)].
- [34] Q. Wang *et al.*, “Thermal runaway caused fire and explosion of lithium-ion battery”, in *Journal of Power Sources*, 208, pp. 210-224, 2012 [[Lien](#)].
- [35] PHET ® Pihsiang Energy Technology Company Limited (2006) [[Lien](#)].
- [36] D. D. MacNeil *et al.*, “A comparison of the electrode/electrolyte reaction at elevated temperatures for various Li-ion battery cathodes”, in *Journal of Power Sources*, 108, 2002 [[Lien](#)].
- [37] J. Zhang, J. Lee, “A review on prognostics and health monitoring of Li-ion battery”, in *Journal of Power Sources*, 196, pp 6007-6014, 2011 [[Lien](#)].
- [38] M. Thele, O. Bohlen, D. U. Sauer, E. Karden, “Development of a voltage-behaviour model for NiMH batteries using an impedance-based modeling concept”, in *Journal of Power Sources*, 175, 2008 [[Lien](#)].
- [39] M. Radin-Macukat, “Simulation of NiMH batteries for hybrid automotive applications”, master thesis, 2006.
- [40] W. Waag, D. U. Sauer, “Monitoring and SoC/SoH diagnostics of lithium-ion batteries and super-capacitors”, in *4th International Conference on Energy Management & Wire Harness Systems*, séminaire Haus der Technik, Mars 2011.
- [41] M. A. Roscher, J. Vetter, D. U. Sauer, “Characterization of charge and discharge behavior of Li-ion batteries with olivine based cathode active material”, in *Journal of Power Sources*, 191, 2009 [[Lien](#)].
- [42] M. A. Roscher, J. Vetter, D. U. Sauer, “Cathode material influence on the power capability and utilizable capacity of next generation lithium-ion batteries”, in *Journal of Power Sources*, 195, 2010 [[Lien](#)].
- [43] M. A. Roscher, D. U. Sauer, “Dynamic electric behavior and open-circuit-voltage modeling of LiFePO₄-based lithium-ion secondary batteries”, in *Journal of Power Sources*, 196, 2011 [[Lien](#)].
- [44] M. A. Roscher, J. Assfalg, O. S. Bohlen, “Detection of utilizable capacity deterioration in battery systems”, in *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 60 (1), January 2011 [[Lien](#)].
- [45] M. A. Roscher, O. Bohlen, J. Vetter, “OCV hysteresis in Li-ion batteries including two-phase transition materials”, in *International Journal of Electrochemistry*, ID 984320, 2011 [[Lien](#)].

3 Comment choisir et assembler les batteries pour les intégrer au véhicule électrique ?

La question de la faisabilité des batteries de lithium étant validée, du point de vue de la disponibilité durable de la ressource lithium autant que de la capacité de prévoir l'état de charge d'un élément de batterie au lithium-phosphate de fer, technologie la plus sûre pressentie pour un usage de mobilité, il s'agit maintenant d'étudier ce qui sous-tend la future commercialisation du véhicule électrique. Comme pour le véhicule thermique il y a plus d'un siècle, l'industrialisation du véhicule électrique passera bientôt par l'automatisation de procédés de fabrication et de chaînes de montage. À ce titre, elle mettra en jeu l'assemblage de plusieurs centaines de batteries qui formeront ce qu'on appelle un pack de batteries. Nous allons voir ici que le passage de l'échelle de l'élément à l'échelle du pack n'est pas anodin car de nombreuses problématiques se posent qui n'existaient pas au niveau de la cellule unitaire étudiée précédemment. Ce sous-chapitre a pour vocation d'y sensibiliser le lecteur.

Ce travail a été réalisé dans le cadre d'un projet de recherche industriel qui a fait l'objet d'un accord de confidentialité ou NDA (*non-disclosure agreement*). De fait, la marque des batteries qui sont mentionnées dans la partie *benchmarking* a été remplacée par des lettres qui les rendent anonymes. Porté par six partenaires industriels, le projet fut l'un des 11 projets de recherche sélectionnés par l'ADEME pour la mise au point de « véhicules routiers à faible émission de gaz à effet de serre ». Son but est de réaliser des prototypes de véhicule électrique optimisés en masse et en fiabilité, avec intégration complète dans les roues des fonctions de freinage, suspension, motorisation et direction.

3.1 Contraintes de dimensionnement d'un pack de batteries et cahier des charges associé

Contrairement au véhicule thermique qui peut compter sur un réservoir d'essence de petite taille qui garantit l'intégration de la myriade d'autres éléments constitutifs de l'habitacle et du bloc moteur, le véhicule électrique présente l'inconvénient de reposer sur un assemblage très lourd et volumineux de batteries qui laisse peu de place aux éléments classiques utiles à la mobilité du véhicule et aux auxiliaires offrant du confort au conducteur. Dans l'état actuel des choses, en attendant que l'utilisateur perde le "confort" économique du faible coût des carburants fossiles, on ne peut imaginer pouvoir le convaincre de revoir à la baisse ses exigences en termes d'autonomie et de confort pour passer d'un véhicule thermique tout équipé à un véhicule électrique plus cher, moins autonome et sans option. Néanmoins, tout n'est pas perdu ; aux évolutions attendues des comportements vers plus de sobriété et moins d'exigences de confort sont prêtes à s'ajouter des améliorations techniques permettant une augmentation de l'espace disponible pour les batteries, c'est-à-dire *in fine* une augmentation nette de l'autonomie kilométrique du véhicule électrique et/ou la possibilité d'alimenter des charges annexes au moteur électrique pour garantir le confort de l'utilisateur conducteur. L'amélioration des performances de densité et d'énergie spécifique des batteries est un des points de travail importants œuvrant dans ce sens, de même que le remplacement du bloc moteur électrique (déjà plus petit que le bloc moteur thermique) par des moteurs-roues compacts et distribués. Le principe est simple : en répartissant dans les quatre roues du véhicule ce qui auparavant était un seul et même gros moteur situé sous le capot, on fait un gain crucial de volume disponible pour le pack de batteries sans porter préjudice au volume du coffre. Cette augmentation du volume disponible est d'autant plus capitale que les batteries LFP sont légèrement moins denses en énergie et puissance que les meilleures batteries sur le marché. À performances de puissance/énergie égales, garanties d'une accélération et d'une autonomie satisfaisantes, le LFP requiert donc un volume et une masse un peu plus grands.

Au vu des impératifs de dimension et de localisation spatiale des autres éléments du véhicule, que ce soient les sièges et le tableau de bord dans l'habitacle, les organes de transmission à l'avant ou le volume de coffre à l'arrière, les possibilités d'intégration du pack de batteries sont réduites et il apparaît nécessaire de diviser le pack en plusieurs modules. Pour ce prototype, le pack a été divisé en plusieurs modules répartis sur deux étages dans un caisson plat à section rectangulaire d'environ 200 x 80 cm situé dans le bas de caisse du véhicule, sous l'habitacle (Fig.48*).

Le deuxième étage forme une rehausse intégrée sous les sièges passagers de même hauteur que le plancher (14 cm). À l'avant, un caisson spécifique est réservé pour l'électronique de gestion de la batterie (BMS) et pour le système de distribution électrique haute tension (SDHT). Ces données fixent les contraintes de dimension des batteries LFP qui feront l'objet du *benchmarking*.

Au niveau des contraintes techniques fonctionnelles en lien avec les exigences de l'utilisateur en termes d'accélération et d'autonomie kilométrique, le cahier des charges établi par rapport aux puissances d'entrée des moteurs électriques a l'air plutôt réaliste : la batterie doit pouvoir réaliser 1200 cycles équivalents sur 80% de profondeur de décharge (Tab.6). En faisant un premier calcul tenant compte des contraintes de volume et de poids du pack de batteries fixées respectivement à 230 L et 220 kg, on se rend compte que le cahier des charges s'avère en réalité assez serré et difficile à respecter car il implique une densité d'énergie minimale de 123 Wh/kg qui est en pratique difficile à tenir pour la batterie LFP disponible dans le commerce. En termes de régime de courant, toutefois, les exigences fonctionnelles sont réalistes avec des décharges à 3C et du freinage récupératif à 1,5C (Tab.7).

Capacité nominale	27 kWh	DOD 100% à une température de 20°C la puissance de décharge de 8kW et, soit une autonomie de 150 km à raison de 180 Wh/km
Tension nominale	385 – 400 Vdc	tension admissible absolue : 300-437 Vdc
Puissance moyenne en décharge	12 kW	Mesurée sur parcours péri-urbain à 45 km/h de moyenne avec chauffage de l'habitacle (4 kW). Moyenne tenant compte du freinage récupératif. Correspond à 180 Wh/km d'énergie moyenne.
Puissance maximum en décharge	90 kW pendant 60 s	Montée à vitesse élevée
Puissance nominale en recharge lente	3 kW	Chargeur embarqué
Puissance nominale en recharge rapide	9 kW	Chargeur externe
Puissance maximum en recharge	40 kW pendant 60 s	Freinage récupératif maximum, la durée peut être revue à la baisse si trop contraignante
Durée de vie de la batterie	1200 cycles ou 25920 kWh cumulés	À 80% profondeur de décharge À raison de 21,6 kWh par cycle
Température de fonctionnement	-20°C ... 60°C	0 à 45°C : performances nominales -20 à 0°C et 45 à 60°C : performances dégradées

TAB.6. CAHIER DES CHARGES DES PERFORMANCES REQUISES POUR LE PACK DE BATTERIES DU VEHICULE ETUDIE.

	Selection criteria		
Volume (cells only)	< 230 L		
Weight (cells only)	< 220 kg		
		C (Ah)	
Nominal capacity	27 kWh	70,1	
Nominal voltage	385-400 V		
Energy density (Wh/kg)	122,7		
Nominal discharge	12 kW	31,2	0,44
Peak discharge	90 kW (60s)	233,8	3,33
Nominal charge	3 kW	7,8	0,11
Fast charge	9 kW	23,4	0,33
Peak Charge	40 kW (60s)	103,9	1,48
		I (A)	I (C)

TAB.7. TRADUCTION DU CAHIER DES CHARGES EN TERMES DE CAPACITE, DENSITE ET REGIME DE COURANT.

3.2 Benchmarking d'éléments lithium-ion de type LFP/C et sélection du produit optimal

Une fois le cahier des charges défini, on le compare aux spécifications des batteries, c'est-à-dire aux caractéristiques techniques des cellules disponibles dans le commerce. L'inventaire des modèles de batteries Li-ion de type LFP/C est d'autant plus ardu qu'il existe un grand nombre de fabricants, principalement en Chine, dans le reste de l'Asie du Sud-Est, aux États-Unis et aussi en Allemagne. Au cours d'une recherche exhaustive, nous avons listé systématiquement les informations utiles au comparatif vis-à-vis des exigences fonctionnelles du cahier des charges : capacité nominale (en Ah), tensions nominale et maximale (en V), courant maximal de charge et décharge (en A), impédance interne (en mΩ), masse (en g), dimensions (en mm), énergie spécifique (Wh/kg). (Tab.8). Les lieux du siège et des usines de production des sociétés envisagées et les éventuels retours d'expérience vis-à-vis des fabricants de batterie ont aussi été notés sous forme de commentaire ou d'appréciation. À chaque fois, les informations trouvées sur les sites Internet, blogs, forums et autres articles de presse ont été croisées au maximum, le recoupement des sources étant d'autant plus fiable. Au final, alors que le mandataire du projet s'attendait à une demi-douzaine de fabricants, les d'informations glanées ont montré la présence sur le marché de 27 fabricants distincts ayant jusqu'à 20 modèles. Au total, une centaine d'éléments ont ainsi été référencés avec leurs spécifications complètes pour la seule technologie LFP/C. Ce fonds a servi à d'autres projets mettant en jeu cette technologie LFP.

L'étape suivante est la comparaison des spécificités techniques des batteries inventoriées avec les caractéristiques techniques fixées par le cahier des charges. Typiquement, et compte-tenu de l'espace plan disponible pour les batteries, il a fallu se décider à rejeter la possibilité d'utiliser des batteries prismatiques dont la hauteur et la largeur sont toujours supérieures aux dimensions définies dans le cahier des charges. Parmi les batteries cylindriques en présence, aptes à être couchées, une douzaine de modèles ont satisfait les critères imposés en termes de dimensions, les critères d'énergie spécifique et de tenue au cyclage à régime moyen achevant de filtrer les rares éléments satisfaisant aux conditions d'utilisation. La sélection des meilleurs modèles s'est opérée en cascade sur critères techniques, empiriques et économiques. Au final, 4 modèles de batteries ont été sélectionnés, produits par quatre fabricants distincts qui seront tenus sous silence pour des raisons de confidentialité. Nous les nommerons : A, B, C et D.

Sur la base des informations glanées pendant le *data mining* (Tab.8), nous avons calculé le nombre de cellules à disposer en série et en parallèle pour satisfaire les caractéristiques de tension, d'énergie et de puissance fixées par le cahier des charges. Avec la donnée du nombre de cellules mises en jeu, le poids total du pack a pu être calculé et comparé à la valeur limite imposée. Enfin, un estimatif du prix du pack a été réalisé en fonction des devis fournis par les divers fabricants, et ce pour différents volumes de production. Le seuil d'économie d'échelle n'étant pas le même d'un fabricant à l'autre, ni le nombre total de batteries intervenant dans la constitution d'un pack, les coûts ont été chiffrés pour 1, 200 et 6 000 packs de batteries. Un paramètre relatif a été introduit en normalisant la valeur du coût absolu par pack par la quantité d'énergie stockée affichée (en kWh). Ces deux paramètres sont importants pour se faire une idée de la part que représentera le coût du pack dans le prix global du futur véhicule électrique présenté au consommateur. Les résultats sont très variables (Tab.9*).

Marque	Siège	Usines	U (V)	Capa (Ah)	Id max (A)	Ic max (A)	I. I. (mΩ)	Taille (mm)	Poids (g)	Durée de vie (seuil d'arrêt)
A	USA	USA Chine	3,2 @C/5	3,2 @C/5	12 / 28	3,2	< 19	65,2 x Ø26,2	82 ± 2	
B	USA (dist. UK)	Taiwan	3.3	15	10C / ?	3C / ?	< 3	166 x Ø40	465	> 2000 cycles (80% DOD)
C	All.	All. Chine	3.2	10	150 (15C)	60 (6C)	< 6	121 x Ø38,5	300 ± 10	
D	Chine	Chine	3.2	10	5C / 20C	2C / 15C	< 8	146 x Ø38	305	> 2000 cycles (1C, 70%Cnom)

TAB.8. INVENTAIRE DES PERFORMANCES DES 4 MODELES DE BATTERIES LFP/C COMMERCIALES RETENUS.

En parallèle des calculs technico-économiques constitutifs du *benchmarking* qui visait à évaluer la pertinence de tel ou tel modèle de batterie en fonction des contraintes de coût, de dimension ou de performance, nous avons procédé à des tests en laboratoire sur un échantillon représentatif de 16 éléments unitaires commandés auprès des fabricants retenus. L'objectif de ces tests était de vérifier que les caractéristiques techniques réelles des batteries correspondent aux spécifications annoncées par les fournisseurs. En outre, comme les packs de batteries sont susceptibles d'être sollicités par tous les climats météorologiques et que l'industriel craignait un impact néfaste des températures négatives et basses, nous avons opéré des cyclages à 0, 20 et 40°C pour déterminer l'impact de la température sur les batteries et sur leurs performances en termes d'énergie et puissance disponibles. Les résultats obtenus (Tab.10-11) montrent que les craintes du étaient fondées car les performances mesurées s'avèrent parfois beaucoup plus faibles que dans la théorie en termes d'énergie disponible. À terme, il vaudra donc mieux choisir la batterie la moins critique en termes de perte d'autonomie pour éviter que l'utilisateur du VE ne se retrouve sans moyen de transport par temps froid.

Marque / Modèle		A	B	C	D
Élément	U nom (V)	3.2	3.3	3.2	3.2
	Capacité annoncée (Ah)	3.2	15	10	10
	Capacité mesurée (Ah)	3.16	15.06	10.02	10.31
	Variation	-1.3%	0.4%	0.2%	3.1%
	Masse annoncée (g)	82	465	305	300
	Masse mesurée (g)	83	470	338	312
	Variation	1.2%	1.1%	10.8%	4.0%
	Hauteur (mm)	65.2	166	146	146
	Diamètre (mm)	26	40	38	38.5
	Volume (L)	0.035	0.209	0.166	0.17
Pack	Série	120	116	120	120
	//	22	5	7	7
	Unités	2640	580	840	840
	Energie théorique (Wh)	27034	28710	26880	26880
	Energie réelle (Wh)	26696	28825	26934	27713
	Variation	-1.3%	0.4%	0.2%	3.1%
	Masse pack théorique (kg)	216	270	256	252
	Masse pack réelle (kg)	219	273	284	262
	Variation	1.2%	1.1%	10.8%	4.0%
Stats	Volume pack (L)	92	121	139	143
	Densité volumique (Wh/L)	289	238	193	194
	Densité massique (Wh/kg)	122	106	95	106

TAB.10. SPECIFICATIONS DES MODELES RETENUS APRES REACTUALISATION SUR LA BASE DES PERFORMANCES MESUREES.

Marque	A	B	C	D	
Energie théorique (Wh)	26 696	28 825	26 934	27 713	
Energie réelle (Wh)	7 200	19 350	14 900	17 000	0°C
Variation	-73%	-33%	-45%	-39%	
Energie réelle (Wh)	19 850	26 500	24 550	26 400	20°C
Variation	-26%	-8%	-9%	-5%	
Energie réelle (Wh)	27 100	29 750	26 550	29 700	40°C
Variation	2%	3%	-1%	7%	

TAB.11. EVOLUTION DES CARACTERISTIQUES EN ENERGIE DES 4 MODELES RETENUS APRES REACTUALISATION SUR LA BASE DES PERFORMANCES REELLES MESUREES A DIFFERENTES TEMPERATURES.

Les tests et mesures ont révélé un écart parfois substantiel en termes de performances techniques, souvent dans le mauvais sens avec des valeurs de masse plus élevées qu'annoncées, d'où une moins bonne énergie spécifique que prévu. Le modèle C s'avère plus lourd que prévu à hauteur de 10,8% d'écart, ce qui illustre que le fournisseur n'est pas réaliste dans ses spécifications ou bien que ses contrôles de qualité et procédés de fabrication des batteries ne sont pas maîtrisés. Dans les deux cas, ce n'est pas favorable au fabricant. Les autres modèles présentent des poids légèrement plus élevés ; à noter que les 4% de hausse de la masse du modèle D sont compensées par 3% de hausse de la capacité disponible. Encore une fois, de tels écarts sont caractéristiques d'une élaboration évolutive. À l'échelle du pack, concrètement, ces résultats se manifestent par une masse du pack global plus importante que les valeurs initiales qui étaient déjà presque toutes au-delà de la limite de 220 kg fixée par le cahier des charges. Au vu de la généralisation de ce constat, le mandataire a décidé de revoir cette limite à la hausse, acceptant d'autant mieux un dépassement que la batterie concernée pouvait fournir plus d'énergie que les 27 kWh requis, ce qui est le cas des modèles B et D (Tab.10).

La capacité mesurée dépasse souvent la valeur annoncée dans les spécifications car le fabricant veut être sûr de fournir un produit qui a les caractéristiques d'autonomie promises. De cette donnée on peut juger du professionnalisme du fournisseur. Une valeur de capacité disponible est d'autant plus faible que les éléments ont été stockés longtemps et sont restés inactifs, auquel cas ils font l'objet d'une autodécharge. Dans ces conditions, la batterie vieillit plus vite qu'en cyclage [1-3]. À cet égard, la moindre capacité du modèle A est préjudiciable, quand bien il serait le seul à satisfaire la contrainte de masse totale du pack.

Concernant la mesure en cyclage à diverses températures, les résultats sont édifiants (Tab.11). Comme en attestait la bibliographie fournie sur le sujet [2-6], l'énergie réellement disponible pour le moteur est drastiquement réduite à des températures faibles. Avec seulement 27% de la puissance initiale disponible pour un démarrage à froid, le modèle A est donc totalement discrédité pour une application aux VE. En revanche, le modèle B offre la meilleure performance à 0°C avec seulement 33% de perte de capacité disponible ; le modèle D est le plus compétitif à 20 et 40°C avec une perte de 5% et un gain de 7% respectivement. Le modèle C affiche des performances moyennes sauf à 40°C où il est le seul en perte légère. À l'issue des tests de validation, les modèles B et D se détachent du lot avec des spécifications confirmées et de bonnes performances à froid.

Au final, lorsqu'on rapporte les valeurs des mesures de capacité disponible aux prix présentés dans les devis des fournisseurs, on constate logiquement une évolution à la hausse du prix du kWh de stockage à cause de l'impact néfaste des faibles températures. Le modèle B ressort comme le plus abordable à faible température si l'on considère un volume de 200 à 6 000 packs. Mais il le reste également à 20°C et 40°C avec un coût toujours inférieur à 200 €/kWh, valeur cible du mandataire du projet, loin devant les modèles C, A et D dans cet ordre (Fig.49*).

Au vu des difficultés d'assemblage et de soudure des cellules unitaires pour former les packs, des fortes contraintes dimensionnelles et massiques imposées par le cahier des charges du mandataire et de l'attente d'un produit final de qualité, suffisamment autonome et économiquement abordable du point de vue du futur acheteur et conducteur, les critères de sélection les plus importants auront été :

- | | |
|---|-----------------------------------|
| - la tenue à faible température, | - l'énergie spécifique, en Wh/kg) |
| - le prix du pack après économies d'échelle | - la qualité du produit |
| - le nombre de cellules par pack | - la hauteur de cellule |
| - la masse globale du pack | - et le volume global du pack. |

Évidemment, tous ces critères n'ayant pas la même importance pour la décision finale, un barème de pondération a été créé expressément. À l'issue du *benchmarking* et après plusieurs étapes de sélection en cascade et en parallèle sur critères technico-économiques et empiriques (réputation ; écart entre mesures expérimentales et spécifications), c'est le modèle B qui a été choisi comme élément de batterie pour le pack du prototype de véhicule électrique envisagé.

3.3 Problématiques liées à l'assemblage en pack des batteries de véhicule électrique

La problématique des performances du LFP à faible température est une préoccupation majeure des industriels fabricants de VE ; au vu des résultats présentés plus haut, on comprend bien pourquoi. Si le problème du démarrage à froid peut être facilement résolu via un chauffage d'appoint de type résistif ou par le simple fonctionnement des batteries qui émettent de la chaleur, il est en revanche plus compliqué de procéder à l'opération inverse. Or les batteries vieillissent plus vite à température élevée [1-3], surtout si elles restent longtemps inutilisées car elles subissent une forte autodécharge. À ce titre, la gestion thermique des packs est cruciale, à haute et basse température (Fig.50-52).

Concrètement, la température de chaque cellule unitaire augmente en raison de trois sources de chaleur décrites précisément dans le modèle de Somasundaram *et al.* [4] :

- la première, dite « ohmique », regroupe la production de chaleur par effet Joule du fait du passage d'un courant dans les différents matériaux électriquement conducteurs de la cellule ;
- la deuxième, dite « réversible », représente la chaleur produite ou absorbée par les variations d'entropie des matériaux actifs d'électrode qui ont un caractère exo- ou endothermique selon leur stœchiométrie, comme exploité dans le modèle thermique de Jeon *et al.* [5].
- la troisième source de chaleur, dite « irréversible », est la chaleur générée par l'insertion et la désinsertion des ions Li^+ dans les matériaux-hôtes actifs des électrodes.

En pratique, pour éviter de les soumettre à l'humidité de l'air ambiant qui est susceptible d'amorcer une corrosion de la connectique, les batteries regroupées en modules sont isolées dans des caissons étanches qui assurent aussi leur résistance mécanique en cas de choc par en-dessous ou sur le côté. Par souci de compacité et en vue d'offrir au futur usager le maximum d'autonomie kilométrique possible, les cellules unitaires sont assemblées en série et parallèle très proche les unes des autres. Cet agencement ne favorise ni la dispersion ni l'évacuation de la chaleur émise en cyclage (Fig.50). Celle-ci se trouve confinée, au préjudice de la durée de vie et des performances globales du pack.

Pour pallier cela, les fabricants essayent de faire en sorte que les matériaux intervenant dans la fabrication de l'élément unitaire, du module ou du pack soient aptes à dissiper facilement la chaleur par simple conduction thermique. Mais souvent, la bonne conductivité thermique du *casing* du *pack* de batteries ne suffit pas à dissiper le trop-plein de chaleur émis, surtout si la température extérieure est déjà élevée. Mettre en œuvre un système de gestion thermique du pack (Fig.50-52) s'avère donc crucial pour réduire la température des éléments et améliorer leur performance de façon pérenne. À noter qu'un tel système présente l'inconvénient d'augmenter le poids et la demande énergétique du VE aux dépens de l'autonomie. En termes de gestion thermique du pack, de nombreux modèles sont à l'étude pour tenter d'associer les performances des cellules en cyclage ou en calendrier avec la température mise en jeu, souvent via une brique de modélisation électrique ou multi-physique [6].

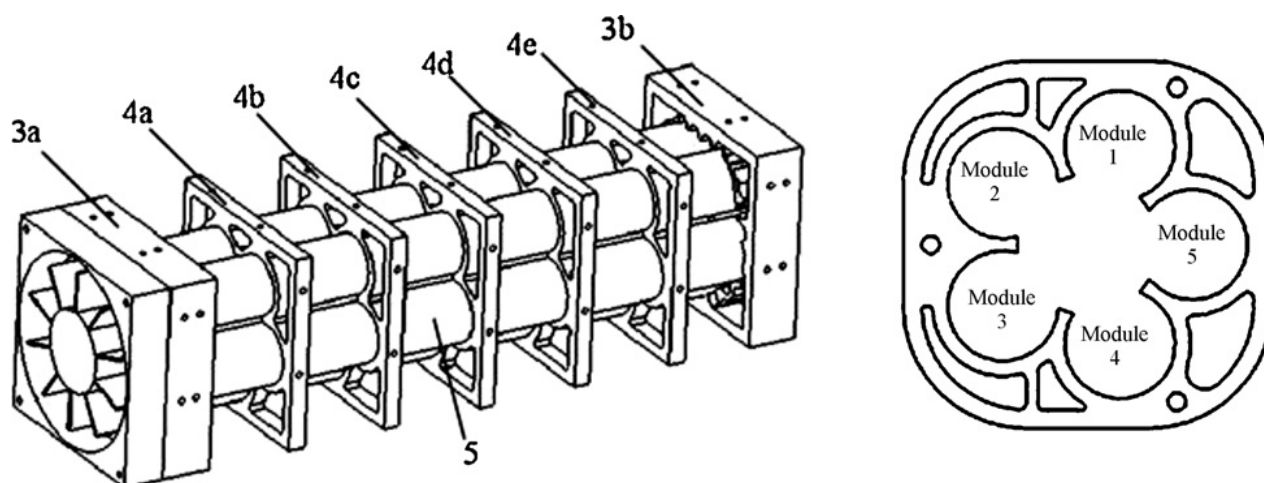


Fig.50. Exemple concret d'assemblage de cellules en pack et dispositif d'évacuation de chaleur associé [6].

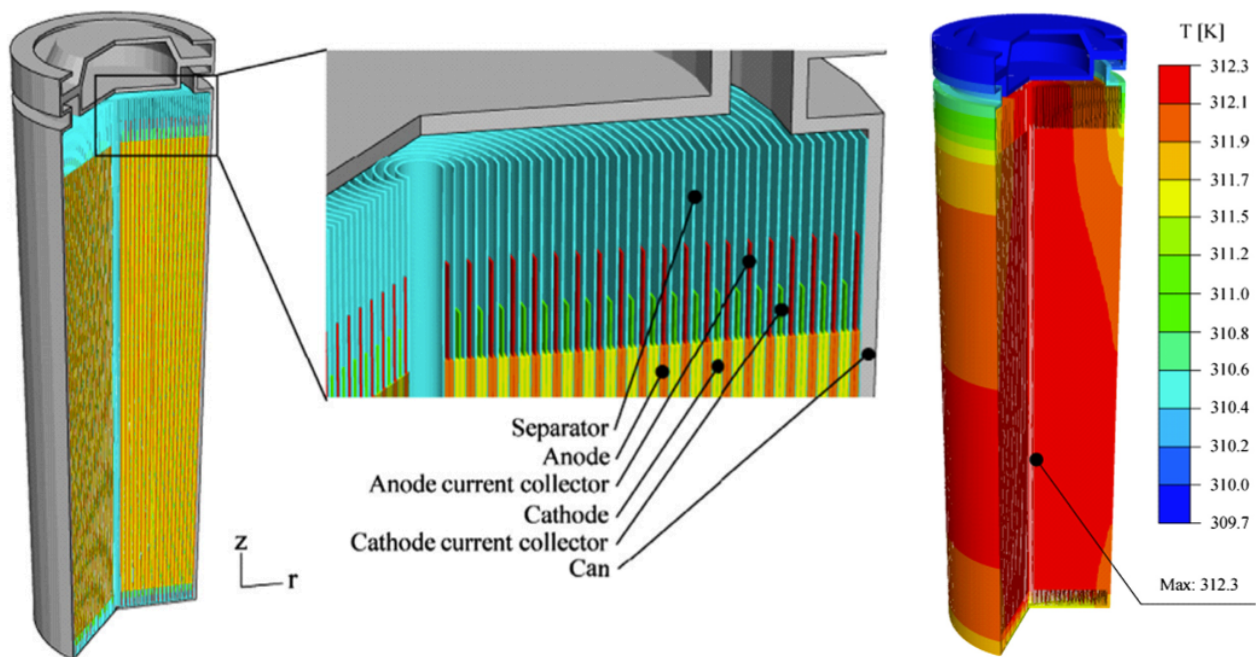


Fig.51. Schéma illustratif d'un élément cylindrique et distribution de température (décharge à 1C, 10% SOC) [5].

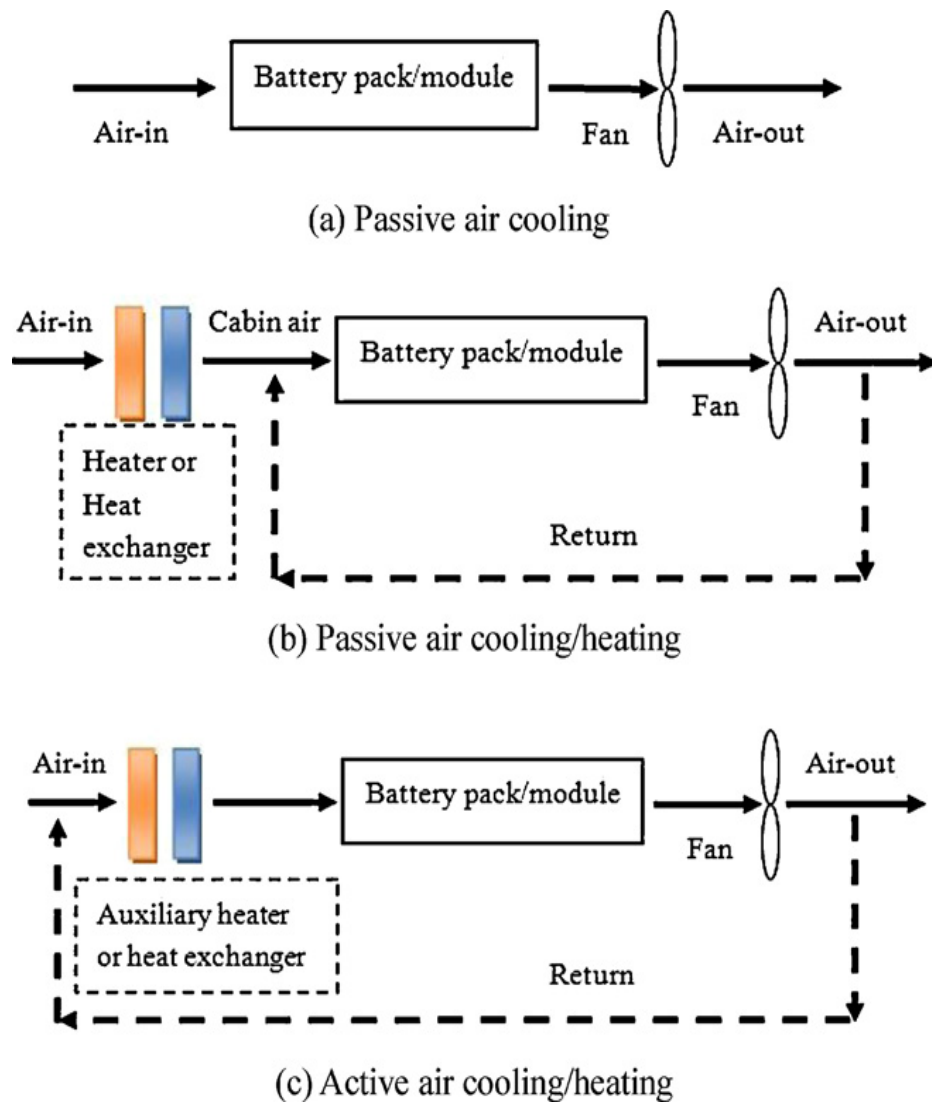


Fig.52. Schémas illustratifs de trois types de systèmes de gestion thermique d'un pack de batterie : par refroidissement passif (a), par refroidissement/chauffage passif (b) ou actif (c) [6].

L'équilibrage est un autre problème important à signaler en matière de dimensionnement des packs de batteries et de passage de l'élément unitaire au pack complet. Comme l'assemblage du pack se fait par soudure de connectiques fragiles entre des centaines de cellules unitaires, plus il y a de cellules à assembler pour former un pack, plus il y a un risque accru de défauts à l'étape de soudage. Or ces défauts constituent autant de points faibles sollicitant davantage de courant de la part des batteries les plus proches géographiquement. En somme, plus la section de la connectique diminue, plus le courant augmente, à quantité de charge appelée constante. À terme, l'augmentation localisée du courant et la résistance de contact mise en jeu peuvent mener à la formation de points chauds eux-mêmes à l'origine de courts-circuits dangereux [7].

Sans toujours être aussi extrême, la différence des propriétés conductrices des connectiques a pour effet un écart de sollicitation des batteries qui ne cyclent pas toutes de la même manière. Alors, comme si les cellules d'un pack n'avaient pas rigoureusement la même composition, elles sont cyclées plus ou moins profondément, se situent à différents états de charge et, *in fine*, vieillissent différemment au préjudice de tout le pack, la cellule la moins bonne d'une branche fixant la tension de toutes les autres branches en parallèle. Pour pallier ce problème, il a fallu mettre en œuvre des systèmes d'équilibrage qui réduisent l'écart entre les tensions extrêmes des éléments du pack de batteries, à l'image de vases communicants qui œuvreraient à niveler l'état de charge des éléments. Initialement basés sur la dissipation thermique, ces systèmes ont ensuite fait l'objet d'évolutions étant donné l'importance cruciale de la gestion thermique mentionnée plus haut. D'autres systèmes d'équilibrage ont donc été investigués, basés tantôt sur le transfert entre cellules adjacentes via des condensateurs, tantôt sur le transfert indirect via des transformateurs ou des convertisseurs DC/DC (Fig.53*). Ces techniques ont le léger inconvénient d'ajouter un étage d'électronique, complexifiant un peu plus encore le système de gestion d'énergie (EMS) ou le BMS auquel ils se greffent.

Bilan

Au-delà de la disponibilité d'une très importante quantité de batteries aptes à alimenter le marché, l'électrification d'un véhicule thermique existant ou la création d'un véhicule électrique neuf sous-tendent maintes problématiques d'intégration des batteries auxquelles les constructeurs automobiles ne sont pas forcément préparés, techniquement et économiquement. Pour cette raison autant que par la volonté d'améliorer les performances des batteries en termes de coût performances et sécurité, le *timing* de sortie sur le marché des véhicules électriques a été très fortement retardé vis-à-vis des annonces des constructeurs. De nombreux défis restent à relever, notamment en matière de gestion thermique et d'équilibrage des packs, stimulant de fait la recherche et le développement sur le sujet, mais on sait désormais qu'il est techniquement et économiquement possible de commercialiser et produire des véhicules électriques rentables et fonctionnels.

Références

- [1] Q. Zhang *et al.*, "Calendar life study of Li-ion pouch cells", in *Journal of Power Sources*, 173, pp. 990-997, 2007 [[Lien](#)].
- [2] M. Safari *et al.*, "Simulation-based analysis of aging phenomena in a commercial graphite/LiFePO₄ cell", in *Journal of The Electrochemical Society*, 158, pp. A1436-A1447, 2011 [[Lien](#)].
- [3] Y. Zhang *et al.*, "Cycling degradation of an automotive LiFePO₄ lithium-ion battery", in *Journal of Power Sources*, 196, pp. 1513-1520, 2011 [[Lien](#)].
- [4] K. Somasundaram *et al.*, "Thermal-electrochemical model for passive thermal management of a spiral-wound Li-ion battery", in *Journal of Power Sources*, 203, pp. 84-96, 2012 [[Lien](#)].
- [5] D. H. Jeon, S. M. Baek, "Thermal modeling of cylindrical Li-ion battery during discharge cycle", in *Energy Conversion and Management*, 52, pp. 2973-2981, 2011 [[Lien](#)].
- [6] Z. Rao, S. Wang, "A review of power battery thermal energy management", in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, pp. 4454-4571, 2011 [[Lien](#)].
- [7] Q. Wang, P. Ping, X. Zhao, G. Chu, J. Sun, C. Chen, "Thermal runaway caused fire and explosion of lithium ion battery", in *Journal of Power Sources*, 208, pp. 210-224, 2012 [[Lien](#)].

4 Que faire de ces très chères batteries après leur usage dans le véhicule électrique ?

Aussi parfait qu'il soit techniquement, le VE commercial ne pourra pénétrer le marché automobile existant que s'il se met à niveau en termes économiques, sans quoi les conducteurs n'opéreront pas la transition du thermique à l'électrique. Or ce sont justement les batteries qui grèveront le budget des acheteurs potentiels : non contentes de représenter l'essentiel de l'investissement initial lié à l'achat du véhicule, les batteries devront aussi être remplacées plusieurs fois sur sa durée de vie. Dans ce sous-chapitre, nous présentons la seconde vie des batteries en usage stationnaire comme piste alternative de réduction du coût total de possession du VE. Après une explication du concept, nous listerons les applications auxquelles les batteries sont éligibles en fin de vie véhicule et les contraintes auxquelles le reconditionnement des packs donne lieu.

4.1 La seconde vie ou l'usage ultérieur du pack de batteries comme stockage stationnaire

Le coût élevé des batteries Li-ion équipant les véhicules électriques et hybrides rechargeables peut être un obstacle au démarrage rapide de leur commercialisation. Pourtant, quand elles seront hors d'usage pour la propulsion automobile, ces batteries auront encore une capacité de stockage non négligeable (de 60 à 80% selon les normes) qu'il serait intéressant d'exploiter pour d'autres usages moins exigeants en termes de puissance crête et d'énergie spécifique. Dans ce contexte, la question de la durabilité et de la rentabilité d'une éventuelle seconde utilisation des batteries devient un enjeu industriel important car elle modifie leur chaîne de valeur et, *in fine*, celle des véhicules électriques : offrir un nouvel usage aux batteries de véhicule électrique avant l'ultime étape du recyclage revient à amortir sur plus longtemps le surcoût du stockage embarqué et à le viabiliser sur le long terme du point de vue tant technique qu'économique et environnemental (Fig.55*). À titre d'illustration, l'Université de Berkeley a calculé que les frais de location des batteries pendant leur vie automobile pourraient être réduits d'environ 30% grâce à leur valorisation *a posteriori* par un second usage [2].

Cette seconde utilisation ou « seconde vie » des batteries de véhicule électrique n'est pas exempte de dépenses d'énergie et/ou de ressources. En effet, on ne peut pas réutiliser tels quels le pack de véhicule électrique pour une autre application. Il faut le reconditionner car chaque usage suppose un dimensionnement particulier qui impose d'adapter la taille, la puissance et l'énergie des modules. En particulier, les éléments du pack ne seront pas forcément adaptés aux exigences de l'application. Il faudra trier les batteries ; certaines seront aptes à un second emploi et d'autres, inaptes, seront déclassées et à recycler. Concrètement, la chaîne de revalorisation des batteries usagées passera par le démontage des packs, le tri sélectif des modules défaillants, la programmation d'un *BMS* adapté à la nouvelle application de seconde vie et le reconditionnement des modules dans un nouveau pack avec les étapes classiques d'assemblage et de *packaging* assurant la sécurité de l'utilisateur (Fig.56*). De fait, nous allons voir qu'un bon nombre de facteurs contraind le devenir de la seconde vie.

4.2 Problématiques d'application de la seconde vie des batteries de véhicule électrique

Trois écueils contraignent l'usage en seconde vie des batteries Li-ion de véhicule électrique :

1. L'état des batteries en fin de première vie n'est pas homogène, que ce soit vis-à-vis du type de technologie considéré et des performances liées, de la taille et de la géométrie des cellules unitaires (Fig.57*), modules et packs de batteries (Fig.58*) à reconditionner ou encore des caractéristiques d'état de santé et de résistance interne mesurées en fin de vie (Fig.59*-60*).

La filière véhicule électrique ne semble pas avoir trouvé la solution miracle en matière de stockage, elle se cherche encore et teste de nombreuses compositions de batteries. Le grand degré de liberté sur le choix des paramètres de conception mène de fait à des objets structurellement très variables. En outre, à composition et taille constantes, par exemple des éléments du même modèle de batterie, le vieillissement peut varier du tout au tout selon l'environnement et selon l'historique de cyclage : nombre de cycles, profondeur de décharge, température, temps de repos, appels de puissance.

Ainsi, à réception d'un pack usagé, en figurant qu'on opère à l'échelle du module, il faudra :

- pouvoir identifier la technologie mise en jeu, d'où la connaissance de ses caractéristiques ;
- avoir des outils de mesure pour diagnostiquer l'état de charge et la résistance interne ;
- associer entre eux les modules qui ont les performances les plus semblables, ce qui suppose d'avoir un gros volume de batteries en fin de première vie en entrée de flux.

Si l'on passe à l'échelle de l'élément, maintenant, cela complique encore plus les choses car il faudra autant d'opérations et de manutentions que si l'on fabriquait des batteries neuves.

2. Les applications potentielles du stockage stationnaire sont nombreuses (Tab.12*, Fig.61*) mais elles ne sont pas assez développées pour intégrer facilement des batteries Li-ion en seconde vie par ailleurs soumises à la concurrence de batteries neuves au plomb ou au Li-ion.

Bloomberg New Energy Finance estime que le coût de production des batteries Li-ion neuves va passer de 800-1000 \$/kWh en 2010 à 350 \$/kWh en 2020 [8]. Si le coût de production baissait de 50% seulement (hypothèse basse), cela signifie que pour être compétitive avec une batterie neuve en 2020, une batterie produite en 2010 ne pourra pas être valorisée à plus de 11% de son prix initial, reconditionnement inclus. Comme les coûts ne baisseront pas infiniment et devraient se stabiliser vers 2020 avant d'augmenter à nouveau par la suite du fait du cours des matières, les batteries de seconde main seront donc plus à même de concurrencer les batteries neuves en 2030 qu'en 2020.

A priori, le marché le plus indiqué pour la seconde vie est le soutien réseau, car il rémunère très bien (Fig.62*) et requiert une forte réactivité que les batteries peuvent théoriquement offrir. Mais en pratique les performances en seconde vie sont trop incertaines au regard des garanties exigées par le gestionnaire de réseau en termes de sécurité, de prix et de facilité d'utilisation. Ainsi, il apparaît critique de mobiliser des batteries en seconde vie pour les applications très sensibles de la qualité de puissance ou du réglage de la tension et de la fréquence du réseau, *i. e.* toutes les applications liées à la gestion du réseau au niveau de la production (*generation*). De même, au niveau des réseaux de transport et de distribution (*transmission*), les batteries en seconde vie auront un avantage limité pour des usages nécessitant une réactivité de l'ordre de la minute car ils requièrent la mise en œuvre de puissances élevées que les packs de batteries vieilles ne pourront pas fournir sans un gros problème de perte ohmique et de déséquilibre. Sans oublier que lors de l'assemblage en série et parallèle d'un grand nombre de modules, c'est le module le plus fragile d'une série qui impose le courant au reste de la série et réduit de fait les fonctionnalités de stockage. Par exemple, si un module est soudain défaillant - ce qui risque d'arriver plus souvent qu'avec des batteries neuves - les performances globales de l'ensemble du système de stockage vont s'en ressentir et le *business plan* de seconde vie en sera affecté. Le choix des applications est aussi tributaire de la taille du système envisagé. Pour le réglage de fréquence, il faudrait tabler sur de larges systèmes centralisés offrant de l'ordre de 20 MW de puissance installée. Comme par ailleurs une faible profondeur de décharge est indiquée dans ce cas d'usage, cela suppose le reconditionnement d'une centaine de packs de batteries en seconde vie, ce qui est fort peu probable. Selon toute vraisemblance, la seconde vie siérait donc davantage à des systèmes de taille moyenne distribués au niveau du réseau de transport et de distribution ou à de petits systèmes individuels disponibles à l'échelle de l'habitat.

3. Le marché qui s'offre à la seconde vie est petit et concurrentiel car beaucoup de fabricants de VE et de batteries sont susceptibles de s'y positionner. Par ailleurs, de nombreux substituts existent qui peuvent rendre obsolètes les batteries de seconde main. Outre les batteries neuves, l'effacement de pointe, la maîtrise de la demande d'énergie ou toute autre application de gestion du réseau connue des systémiers peut faire ombrage à la seconde vie. Étant donné que l'approvisionnement électrique fonctionne déjà bien avec les éléments existants, si le stockage veut s'imposer sur le marché du soutien réseau, il devra être plus compétitif et offrir des fonctions inédites ou plurielles.

NB : L'effacement de pointe (demand response) est prisé car il suppose une contractualisation claire et sans surprise avec un industriel qui se déconnecte toujours dès qu'un seuil prédéfini est atteint.

Autrement dit, il faut que les applications-cibles de seconde vie ne soient pas captives du stockage stationnaire mais qu'il leur apporte un plus, une plus-value facultative peu chère et facile à mettre en œuvre pour l'utilisateur. Typiquement, on peut retenir les applications 17 à 22 de la Figure 60*. Nous nous focaliserons sur ce type d'applications plus tard dans ce sous-chapitre (cf. §4.4).

In fine, la faisabilité d'un système de seconde vie de batteries de VE repose donc essentiellement sur le modèle d'affaire envisagé, lui-même lié au type d'application choisi sur critères techniques autant qu'économiques. Mais cela ne suffit pas. Il faut pouvoir aussi clairement identifier quels acteurs seront à même de proposer ce type de service ou de produit. Théoriquement, parce qu'ils seront à un moment possesseur des batteries, tous les acteurs de l'industrie des batteries de VE sont susceptibles d'intervenir dans la mise en œuvre concrète du concept de seconde vie (Tab.13). Mais, dans la pratique, il s'avère que seule une petite partie d'entre eux y aura un intérêt réel (Tab.14). Dans un premier temps, producteurs de batteries et constructeurs de VE compteront sur la seconde vie pour réduire le coût de leurs produits respectifs et ainsi viabiliser toute la filière, rendant de fait pérenne l'acceptabilité du VE qui sera leur source de revenu. Mais à terme, si l'utilité du VE n'est plus mise en doute et que celui-ci est bien intégré dans les mœurs, les producteurs de batteries ne vont pas chercher à prolonger la durée de vie des batteries sous peine d'avoir à réduire leur offre. Au contraire, sur l'exemple de ce qui a pu se passer dans d'autres domaines, des ententes sont à prévoir en termes de durée de vie, via ce qui ressemblera à de l'obsolescence programmée¹².

Acteur	Production batterie	Production véhicule	Première vie	Reconditionnement	Seconde vie	Recyclage
Producteur de batteries	x	x	x	x	x	x
Constructeur automobile		x	x	x	x	
Utilisateur automobile			x	x	x	
Particulier			x		x	
Compagnie d'électricité				x	x	
Autre acteur			x	x	x	
Entreprise de recyclage						x

TAB.13. INVENTAIRE DES PROPRIETAIRES POSSIBLES DE LA BATTERIE AU COURS DE SON CYCLE DE VIE [1].

Acteur	Intérêt pour la seconde vie
Producteur de batteries	Faible – diminue son marché
Entreprise de recyclage	Faible – diminue son marché et retarde le moment de sa première entrée en jeu sur le marché (de 4 ou 5 ans)
Compagnie d'électricité	Moyen-Faible – l'intérêt du stockage à cette échelle n'est pas assuré et la fiabilité du matériel a beaucoup d'importance. Les coûts devront être très attractifs.
Constructeur automobile	Moyen-Fort – l'utilisateur acceptera mieux le prix de la voiture
Utilisateur automobile	Moyen-Fort – cela peut diminuer le prix global de la voiture ou lui procurer des revenus après l'utilisation automobile
Autre acteur	Fort – son modèle d'affaire vise complètement ou en partie à capter la valeur résiduelle de la batterie

TAB.14. ANALYSE DE L'INTERET DES DIVERS ACTEURS DU MARCHE POUR LA SECONDE VIE DE BATTERIES LI-ION [1].

¹²Ex : Les producteurs d'ampoules incandescentes se sont concertés pour limiter la durée de vie à 10000h.

4.3 Inventaire des projets de seconde vie de batteries existants et retours d'expérience

Aux USA, une étude sur la seconde vie des batteries de véhicule électrique a été lancée par le *California Center for Sustainable Energy* via l'université californienne de Davis, financée à hauteur d'un million de dollars par la Californie via la *California Energy Commission* [10]. Plus tard, l'Université de Berkeley s'est greffée au consortium, recevant 100 k\$ pour mener la partie économique du projet. Axé sur trois technologies de batteries lithium-ion¹³, le projet est orienté vers des applications stationnaires et se divise en trois phases : lister les besoins minimaux des applications potentielles de seconde vie des batteries Li-ion ; développer une application de stockage d'énergie domestique¹⁴ ; et développer une méthode de calcul pour évaluer la valeur d'une batterie en première et seconde vie selon les usages envisagés [1 ; 6].

En parallèle, un autre institut de recherche américain spécialisé dans l'énergie renouvelable, le *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, s'est fixé comme objectif de voir comment la seconde vie peut ajouter de la valeur aux batteries (de 8 à 20% si possible) afin de rendre leur coût initial plus acceptable. Le projet d'étude compte trois étapes : évaluer la rentabilité des applications de seconde vie ; créer des programmes d'essai à partir de batteries produites en masse ; diffuser les résultats et données accumulées pour informer les acteurs potentiels du marché et proposer des standards d'éco-conception facilitant la réutilisation des batteries [11].

D'après le NREL, le stockage communautaire est à privilégier sur le stockage centralisé qui cause plus d'ennuis. Assembler des batteries de différentes technologies ajouterait maintes étapes de tests. La seconde vie se justifierait car la vitesse de réduction des coûts des batteries par effet d'échelle serait surestimée et que le recyclage serait une solution indépendante viable à plus long terme.

Sans être axé sur la seule seconde vie des batteries, le *Rochester Institute of Technology (RIT)* a un projet de travail sur le vieillissement et la fin de vie des batteries Li-ion pour lequel il a reçu 200 k\$ de fonds du NYSERDA, consortium new-yorkais sur le stockage d'énergie [12]. L'objectif est d'évaluer les paramètres économiques, environnementaux et énergétiques des diverses options en fin de première vie des batteries : test et réutilisation, reconditionnement, *remanufacturing* ou recyclage des matériaux avec reconstitution de matériaux actifs.

En partenariat avec le groupe électrotechnique ABB, le constructeur automobile américain General Motors (GM) s'est engagé dans l'étude de la seconde vie de batteries de son véhicule électrique Volt pour créer des prototypes de système à 25 kW / 50 kWh utilisant les onduleurs d'ABB pour des usages en connecté réseau : stabilité des réseaux intégrant des énergies renouvelables, alimentation de secours et effacement de pointe via la demande industrielle. Fixé à 80% de SOH, la limite de première vie garantit 8 ans (ou 160 000 km) la batterie de 16 kWh dont GM affirme en outre pouvoir concevoir et réaliser 95% des 167 composants [13].

NB : Selon ABB, le système a fait ses preuves en laboratoire et le premier prototype a vu le jour fin 2011 [14]. GM signale que les premières batteries usagées arriveront au mieux dix ans après.

En partenariat avec le groupe japonais Itochu, l'énergéticien américain Duke Energy [15] a prévu de mener une expérience sur 2 000 kWh de batteries Ener1 de marque Enerdel issus de ses 80 véhicules électriques Th!nk. Le but est d'analyser les usages potentiels de seconde vie : stockage à l'échelle domestique, lissage de la production d'énergie renouvelable et lissage de la consommation des stations de recharge rapide des véhicules électriques.

¹³ Electrode négative à base de titanates $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$; électrode positive à base de phosphate de fer LiFePO_4 , d'oxyde de manganèse LiMn_2O_4 ou d'oxyde de nickel-manganèse $\text{Li}[\text{Ni}_{0.5}\text{Mn}_{1.5}]\text{O}_4$.

¹⁴ Cette phase fait l'objet d'un partenariat entre *AeroVironment*, *Flux Power* (fabricant de batteries LFP et de systèmes de gestion de batteries ou BMS) et *San Diego Gas & Electric* (fournisseur d'électricité en Californie).

Grâce à l'expertise d'Itochu dans le secteur, des applications stationnaires sont envisagées au niveau des maisons, quartiers et bâtiments commerciaux [16]. Itochu a participé avec Enerdel déjà en 2009 à un projet de démonstration où des batteries étaient installées dans un bâtiment résidentiel [17] et au programme Plug-IN sur les VE avec Duke Energy à Indianapolis [18].

L'*Electric Power Research Institute (EPRI)* et l'*American Electric Power Company* cherchent à installer un système de stockage d'énergie de quartier utilisant les batteries d'un véhicule électrique Chevrolet Volt (16 kWh de capacité et 80 kW de puissance en première vie). Cette installation tiendrait dans un container placé au voisinage d'un lieu de consommation pour réaliser un lissage des pics à hauteur d'une puissance de 50 kW utilisée 30 min par jour [19].

NB : *Les cas d'application pressentis sont l'utilisation chez des particuliers pour faire de la gestion d'énergie (batteries d'environ 10 kWh), le stockage communautaire à l'échelle de petits commerces ou de bâtiments industriels ou encore en support dans les postes sources. Étant donné qu'il s'écoulera encore beaucoup de temps avant que des packs de batteries soient disponibles en très grand nombre, les installations à l'échelle du mégawatt ne sont pas à l'ordre du jour.*

Le constructeur automobile américain Chrysler participe à une expérience de *smart grids* à l'échelle du quartier qui intégrera de vieilles batteries automobiles Li-ion à partir de mi-2013. Dans ce projet réalisé en partenariat avec l'énergéticien DTE Energy (Detroit Edison), les applications explorées concernent le soutien au réseau : réglage en fréquence et en tension, report du pic et lissage de la production d'énergie solaire, *demand response* et enfin îlotage.

Au Japon¹⁵, les batteries devraient faire l'objet d'une forte demande en seconde vie pour :

- le stockage de l'énergie solaire photovoltaïque pour des besoins résidentiels et industriels ;
- la fourniture de solutions de secours électrique et alimentation sans coupure (UPS) ;
- le lissage de la production d'énergie intermittente connectée au réseau (éolien - solaire).

En ce sens, les constructeurs automobiles japonais Sumitomo et Nissan ont créé fin 2009 une filiale commune baptisée "4R Energy" (pour « *Reuse, Resell, Refabricate and Recycle* ») qui vise l'usage en seconde vie des batteries Li-ion de la voiture électrique *Leaf* de Nissan pour des applications liées à l'intégration du photovoltaïque et au lissage de la consommation. Concrètement, Nissan espère vendre 100 000 packs de batteries neufs d'ici quelques années, batteries qui serviront ensuite à alimenter les marchés japonais et américain en seconde vie. La *joint-venture* 4R évoque déjà le chiffre de 50 000 batteries en seconde vie sur le marché japonais en 2020 avec une capacité résiduelle de 70 à 80% de SOH [1 ; 6 ; 20].

En Italie, le concept de seconde vie est ancien avec la réflexion d'un chercheur qui proposait il y a déjà plusieurs années de réutiliser les batteries d'ordinateurs portables dans les 2 roues. Jacopo Rodigari a appliqué ce concept avec succès ; il explique sa méthode dans un blog [21]. Dès 2010, l'ENEA¹⁶ a débuté un travail de recherche dans le cadre plus large d'un projet de stockage d'électricité en application stationnaire financé par l'Etat italien [6].

NB : *L'ENEA a reçu des cellules en fin de première vie de la part des fabricants de batteries afin de réaliser des tests. Il est apparu que ces cellules étaient trop dégradées, leur capacité résiduelle étant trop faible. Les responsables du projet admettent qu'il n'est pas démontré que les batteries Li-ion soient compétitives pour les applications stationnaires en comparaison avec les batteries redox flow et les batteries à sels fondus (notamment la batterie Zebra, au NaNiCl₂).*

¹⁵ Prévision pour 2020, selon le journal japonais Nikkei Shimbun du 19 octobre 2010.

¹⁶ Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile.

Au Royaume-Uni, Liberty Electric Cars a contacté certains développeurs de projets éoliens (EDF Energy, E.ON, Scottish Power) [6] pour étudier les usages en seconde vie des batteries lithium-polymère de 75 kWh qui équipent la Range Rover électrique dont il fait la promotion.

NB : Liberty Electric Cars envisage de louer les batteries aux clients de sa Range Rover électrique. Cela lui permettra de revendre les batteries pour la seconde vie au moment qu'il jugera opportun, à un prix de vente estimé au quart du prix neuf. Le syndicat de producteurs d'énergie renouvelable Renewable UK déclare toutefois que les besoins en stockage des renouvelables seront limités outre-Manche, le réseau sachant a priori s'accommoder de leurs intermittences grâce à la MDE.

Le *Technology Strategy Board*, organisme qui coordonne les aides de R&D au Royaume-Uni, a lancé en mars 2011 un appel à candidatures pour des études de faisabilité sur la seconde vie des batteries et leur recyclage. Cela mobilisera 500 000 £ dont 100 000 £ pour la seule étude de faisabilité que le fonds stratégique de financement prendra en charge à hauteur de 75% [6].

La société Amberjac Projects [6] s'est lancée dans l'expérimentation de la seconde vie des batteries via la fabrication de petits systèmes prototypes d'alimentation sans coupure (UPS). Spécialisée dans le Li-ion, Amberjac propose des batteries pour les véhicules électriques et les hybrides rechargeables et des kits de transformation de Toyota Prius en hybride rechargeable.

NB : L'application UPS semble être l'application la plus prometteuse pour la seconde vie car elle est « basse puissance ». Toutefois, d'après Amberjac, le principal frein au développement de la seconde vie est que le volume de batteries en fin de première vie ne serait pas suffisant. Amberjac estime que cette activité serait rentable si l'on permettait aux fabricants automobiles de se « débarrasser » des batteries usagées qui seraient alors récupérées gratuitement par des entreprises comme Amberjac. Les packs seraient ainsi reconditionnés et vendus au même prix que des batteries au plomb neuves.

Pays	Projets seconde vie	Utilisation de batteries Li-ion neuves	R&D sur d'autres chimies	Remarques
Allemagne		Usages réseau	Redox flow Lithium Métal Polymère (LMP)	
Espagne	Stockage lié aux énergies renouvelables			Projet Renault-Nissan, Enel et Endesa sur le stockage lié aux énergies renouvelables
France	Idées de projets		LMP (Blue Car Bolloré) Diverses chimies (CEA, IFP, EDF)	
Italie	Usages stationnaires Stockage renouvelables	Tramway		
Japon	JV Nissan-Sumitomo	Sanyo : UPS, résidentiel Toyota City	Lithium-Air	
Royaume Uni	Lissage éolien Alimentation sans coupure			Appel à candidature pour des études de faisabilité de seconde vie (<i>Technology Strategy Board</i>)
USA	Recherche de financement	Stockage réseau, <i>smart grid</i> , résidentiel	Sulfure de Mn	

TAB.15. TABLEAU RECAPITULATIF DES PROJETS DE SECONDE VIE DES BATTERIES DANS LE MONDE [1 ; 6].

Au niveau international, il faut noter également que les énergéticiens italien et espagnol Enel et Endesa ont signé un accord en 2010 qui entérine leur coopération avec l'alliance franco-japonaise de constructeurs automobiles Renault-Nissan dans des projets de développement de la mobilité à zéro émission, accord qui prévoit « l'étude du cycle de vie complet d'une batterie, notamment la possibilité de l'utiliser, dans la seconde partie de son cycle de vie, pour stocker l'énergie produite par des sources renouvelables » [6].

NB : Renault-Nissan est aussi impliqué dans le modèle d'affaire BetterPlace dont l'idée est de créer un écosystème où conduire un véhicule électrique est simple, confortable et accessible financièrement. Les automobilistes achètent un véhicule sans payer la batterie et se reposent sur BetterPlace, via un abonnement mensuel, pour que le niveau d'énergie de leur véhicule soit toujours suffisant, quel que soit le parcours envisagé. L'offre est donc multiple :

- Installation de stations de recharge dans les maisons individuelles où l'on recharge 90% du temps.
- Service d'échange de batterie en 60 secondes pour les 10% de trajets plus longs.
- Confort amélioré pendant la conduite, avec une tablette électronique multifonction comportant un GPS qui localise les stations d'échange les plus proches, un indicateur de niveau pour la batterie, etc.

Au final, une dizaine de projets d'expérimentation de l'usage des packs de véhicule électrique en seconde vie ont donc vu le jour ces dernières années dans le monde avec des applications centrées sur des usages stationnaires utiles au réseau ou aux énergies renouvelables (Tab.15).

Globalement, les retours d'expérience sont mitigés de l'aveu même des chercheurs, industriels et énergéticiens qui se sont lancés dans ces projets, et ce à cause de la forte disparité et de la faible disponibilité des batteries de véhicule électrique sur le marché qui ne présage pas pour le moment l'essor à court terme d'une filière de reconditionnement des batteries de véhicule. Les packs de batteries étant garantis 5 à 8 ans pour les usagers qui en font l'acquisition, cela repousse par ailleurs d'autant d'années la perspective d'un usage des batteries en seconde vie.

Néanmoins, la perspective de renchérissement des matières premières utiles à la fabrication des batteries lithium-ion ou de tout autre type de batteries qui leur seraient concurrentes sur les applications en seconde vie est susceptible de débloquent cette filière en la rendant viable du point de vue économique. De fait, si des sociétés privées ne se lancent pas dans ce marché, on peut imaginer que les constructeurs automobiles n'auront pas le choix et vont même en avoir l'obligation par souci de ne pas polluer davantage car, tant qu'une filière de recyclage ne sera pas disponible, ils ne pourront ni jeter ni stocker les batteries en fin de première vie.

En somme, on peut dire que la durabilité et le coût des batteries et du véhicule électrique dans son ensemble ne peuvent qu'être améliorés par une future filière de reconditionnement des packs de véhicule électrique pour une seconde vie en application stationnaire. Globalement, il n'y a pas de barrières techniques insurmontables qui pourraient empêcher cette réutilisation des batteries de véhicule électrique. Cependant, l'incertitude sur les performances de batteries usagées et l'absence de standardisation des packs rendra difficile la possible association de batteries issues de différents modèles de véhicule électrique.

Du point de vue économique, le reconditionnement va coûter cher et sera a priori rédhibitoire pour les applications de soutien réseau au niveau de la production et du transport d'électricité. Cependant, quatre usages stationnaires pour la seconde vie ont été estimés viables du point de vue financier : le soutien à la distribution de l'électricité, le suivi de charge dans les bâtiments tertiaires, le secours des relais de télécommunication et le suivi de charge chez les particuliers. A choisir parmi ces usages, le stockage des énergies renouvelables intermittentes et l'UPS sont les applications les plus crédibles compte-tenu des instabilités croissantes que le réseau va subir avec l'augmentation nécessaire du taux de pénétration des énergies fatales.

4.4 Usage des batteries de véhicule électrique comme stockage du photovoltaïque et UPS

On discerne aujourd'hui deux usages principaux pour le solaire photovoltaïque :

- Les applications non connectées au réseau électrique (électrification rurale ou site isolé, balise lumineuse, chargeur, clôture, parcmètre, pompe, etc.) de quelques watts à quelques kW.
- Les applications connectées au réseau électrique (centrales solaires au sol, toits solaires ou installations intégrées aux bâtiments) de quelques kW au MW.

A priori, on serait tenté de dire qu'une batterie de véhicule électrique de 15-30 kWh est mieux adaptée à une installation dont la puissance est supérieure au kW, c'est-à-dire aux applications connectées réseau. Mais en réalité, si on revient à la définition des installations qui requièrent la présence du stockage, les applications non connectées au réseau sont les plus dépendantes. En outre, il existe d'autres applications du stockage qui ne font pas intervenir ou ne sont pas reliées directement à des systèmes photovoltaïques : le *backup*, qui cible les clients ne voulant pas subir d'interruption de fourniture ; et l'achat/revente d'électricité après simple stockage, qui n'est pas encore légal en France mais sera sans doute amené à se développer dans les années à venir quand les événements réseau se seront multipliés.

L'intérêt d'utiliser la batterie est conditionné favorablement :

- par la nature de l'installation photovoltaïque (site isolé, connecté réseau) ;
- par le contexte politique (fin du tarif d'achat, prime à l'autoconsommation, légalisation de l'achat/vente d'énergie stockée depuis le réseau) ;
- par les limites techniques du réseau électrique (site isolé, *backup*).

Au final, on discernera donc cinq cas de figure :

- Le stockage étant indispensable **en site isolé**, les batteries pourront être utilisées pour faire coïncider la production solaire avec la charge à alimenter.
- Pour le connecté réseau, les tarifs de rachat n'étant garantis que 20 ans, des solutions doivent être trouvées pour tirer parti du photovoltaïque **quand le contrat d'achat arrive à échéance** (ex. lissage de consommation ; écrêtage de pointe).
- Avec les tarifs d'achat, l'utilité du stockage est peu évidente car l'utilisateur a tout intérêt à revendre directement son électricité photovoltaïque plutôt que de la stocker. En revanche, pour le gestionnaire de réseau, l'injection de toujours plus d'énergie intermittente pose un problème de prédictibilité de la ressource *i.e.* de qualité de l'électricité, puisque l'équilibrage du réseau doit se faire par l'adéquation de l'offre à la demande. A l'instar du gouvernement allemand, il se peut que les politiques changent de mode d'incitation **en favorisant** non plus l'injection mais **l'autoconsommation de l'électricité issue des panneaux photovoltaïques**.
- Les véhicules électriques étant susceptibles de générer des instabilités en prélevant de fortes puissances à des moments indus sur le réseau, les batteries pourront être utilisées pour faire coïncider la production en base, peu chère, avec la recharge des véhicules en pointe, chère, **par l'achat/vente de l'électricité stockée**.
- Certains clients ayant des frais élevés lors des interruptions de la fourniture d'électricité, le stockage pourra avoir une application à forte valeur ajoutée **en *backup* (UPS¹⁷)**.

NB : Comme les batteries proviennent de véhicules électriques eux-mêmes connectables au réseau, il apparaît primordial que le stockage favorise un plus fort taux de pénétration du véhicule électrique.

La Table 16* présente les difficultés techniques et la rentabilité économique à prévoir sur la base d'exemples concrets, de façon à fournir suffisamment d'outils décisionnels pour valider ou infirmer l'usage de la batterie dans l'une ou l'autre des applications envisagées.

¹⁷ UPS = Uninterruptible Power Supply

Une application photovoltaïque (PV) se caractérise par le manque de maîtrise des courants de charge qui seront vus par la batterie. Ces courants sont en général de l'ordre du régime $C/10$ ¹⁸ pour de petites applications et entre $C/5$ et $C/2$ pour les systèmes hybrides. Contrairement aux systèmes *BMS* conventionnels qui gèrent la recharge du véhicule électrique (Fig.63*-65*), il est donc crucial de mettre en œuvre des interfaces à la charge par le photovoltaïque qui sachent :

- comptabiliser les Ah chargés dans la batterie malgré une fluctuation du courant de charge ;
- réguler la charge de la batterie malgré des fluctuations du courant de charge qui peuvent être importantes (ex : chute de 80% de la puissance nominale en moins d'une minute).

La seconde spécificité de l'intégration de batteries Li-ion dans les applications PV réside dans le fait que les interfaces actuelles (régulateurs ou onduleurs) n'ont pas d'organes de sécurité pour interrompre la charge et la décharge sur un seuil de tension par élément. Il faudra donc rajouter cette fonctionnalité de communication entre la batterie et l'interface au système PV, à l'image de ce qui se fait déjà pour le véhicule électrique (Fig.63*-65*).

Une question importante réside aussi dans le fait de savoir quelles fonctionnalités font partie intégrante du pack de batterie et des modules qui le composent et quelles fonctionnalités sont déportées sur l'application. En particulier, si le nombre de modules en série est modifié lors du reconditionnement, un équilibrage spécifique de l'application devra être conçu (Fig.64*-65*).

NB : De manière très grossière, on peut estimer le coût de l'électronique de puissance à 0,5€/Wc.

Enfin, pour des raisons de sécurité, il va falloir prévoir la fabrication d'un *casing* adapté à la sollicitation en application stationnaire ; à savoir une coque, une enveloppe de protection suffisamment légère et ergonomique pour être transportée et manipulée sur site mais aussi et surtout suffisamment solide et étanche pour résister aux chocs et se prémunir d'un incendie.

Dans tous les cas, pour une application stationnaire dans le bâtiment, le stockage doit pouvoir satisfaire aux normes suivantes :

- EN 61508: *functional safety of [electrical/electronic/programable electronic] safety-related systems*;
- EN 61010-1: *safety for measurement & control equipments*;
- EN 50272-2: *safety requirement for secondary batteries and battery installations*.

Bilan

La seconde vie est un concept a priori simple qui permettrait d'exploiter la capacité résiduelle des batteries de véhicule électrique pour d'autres applications de stockage. Étant donné la variété de natures, de formes et de performances des packs de batterie arrivés en fin de vie dans le véhicule, les applications les plus crédibles du point de vue technico-économique sont le stockage distribué de la production photovoltaïque et l'*UPS*. Vraisemblablement, le modèle d'affaire associé à la seconde vie ne sera viable que sous certaines conditions que le marché ne satisfait pas encore. D'ici 2020, il faudra avoir réglé la question de la normalisation des batteries qui composent les packs de véhicule électrique pour faciliter leur reconditionnement. En particulier, une démarche d'éco-conception des packs faciliterait la mise en place de toute une filière de récupération, diagnostic, démantèlement, réassemblage et revente des batteries. D'ici là, les acteurs de la filière batterie qui ont aujourd'hui des intérêts très divergents sur la seconde vie devront avoir identifié le rôle qu'ils peuvent jouer dans cette filière, sachant que la réduction du coût qu'elle implique au niveau de l'utilisateur est un motif important d'adoption et d'intégration socio-économique du véhicule électrique qu'ils cherchent à commercialiser.

¹⁸ Le régime de courant exprimé en unité C/x sert à donner une idée du courant mis en jeu en charge ou en décharge en le rapportant à la capacité de la batterie considérée. Si la batterie a une capacité de 10 Ah, les régimes $C/10$, $C/5$ et $C/2$ correspondront respectivement à des courants de 1, 2 et 5 A.

Références

- [1] Pauline Caumon, « Batteries de véhicule électrique: en route pour une seconde vie stationnaire ? », Ambassade de France à Washington, Mission pour la Science et la Technologie, décembre 2011.
- [2] B. Williams, Transportation Sustainability Research Center (TSRC), "Plug-in-vehicle battery second life: the effect of post-vehicle distributed-grid energy storage value on battery-lease payments", University of California, Berkeley, 2011 [\[Lien\]](#).
- [3] L. Torcheux, EDF, « Technologies batteries Lithium pour VE », 18 juin 2010.
- [4] NREL, "Choices and requirements of batteries for EVs, HEVs, PHEVs", 21 avril 2011 [\[Lien\]](#).
- [5] NREL, "Design of electric drive vehicle batteries for long life and low cost", octobre 2010 [\[Lien\]](#).
- [6] Schwartz and Co, AJI Europe, « Etude de la seconde vie des batteries des véhicules électriques et hybrides rechargeables », rapport final préparé pour le Service "Transports et mobilité" et le Service "Filières Responsabilité élargie du producteur et Recyclage", ADEME, 30 juin 2011.
- [7] Southern California Edison (SCE), "Moving energy storage from concept to reality: Southern California Edison's approach to evaluating energy storage", mai 2011 [\[Lien\]](#).
- [8] Green Energy News, "Bloomberg New Energy Finance: price of electric vehicle batteries to fall as manufacturing capacity outstrips demand", 14 septembre 2011 [\[Lien\]](#).
- [9] Electric Power Research Institute (EPRI), "Electric energy storage technology options - A primer on applications, costs and benefits", décembre 2010 [\[Lien\]](#).
- [10] University of California Davis, "PHEV Research center announces subcontractors for « Second Life » battery applications", 2010 [\[Lien\]](#).
- [11] NREL, "Secondary use of PHEV and EV batteries: opportunities and challenges", 2010 [\[Lien\]](#).
- [12] New York State Energy Research and Development Authority, "NYSERDA commits \$8 million to develop and commercialize" (communiqué de presse), 10 mars 2010 [\[Lien\]](#).
- [13] GreenTech Media. "GM, ABB Begin Testing EV Batteries for the Grid", 20 juillet 2011 [\[Lien\]](#).
- [14] Manufacturers' monthly, "ABB, Nissan to develop commercial energy storage device from LEAF battery packs", 19 janvier 2012 [\[Lien\]](#).
- [15] Duke University, "An evaluation of current and future costs for lithium-ion batteries for use in electrified vehicle powertrains" (Masters project), mai 2009 [\[Lien\]](#).
- [16] Duke Energy. "Duke Energy and Itochu to develop strategies for reusing electric vehicle batteries", 23 novembre 2010 [\[Lien\]](#).
- [17] Itochu Corp., "An industry first! Itochu to install battery storage system in apartment building", 16 décembre 2009 [\[Lien\]](#).
- [18] TG Daily, "2nd Life for electric vehicle batteries?" [\[Lien\]](#) 1er décembre 2010.
- [19] EPRI, 1ère conférence de la série "Behind the light switch", Palo Alto, CA, 11 mai 2011.
- [20] Techling, "Second Life Leaf battery uses examined", 24 septembre 2010 [\[Lien\]](#).
- [21] Jacopo.tk (blog) [\[Lien\]](#).
- [22] Z. Feng, C. Grosjean, M. Perrin, « Applications stationnaires des batteries Li-ion après usage en véhicule électrique à l'horizon 2020 », 2009 (rapport interne confidentiel).
- [23] Tumblr [\[Lien\]](#) / 2G Engineering [\[Lien\]](#).



Conclusion

La deuxième partie qui s'achève ici nous a permis d'aborder les différents verrous technico-économiques qui limitent ou retardent l'adoption des batteries lithium-ion comme solution de stockage embarqué pour la déclinaison commerciale du futur véhicule électrique à batteries. Les questions que nous nous posons sur la viabilité et la disponibilité en quantité et à faible coût de ces batteries ont globalement trouvé une réponse positive nuancée à tous les niveaux :

- Dans l'absolu, il y a assez de lithium sur Terre pour pallier les besoins industriels actuels et futurs de la filière du véhicule électrique à batteries au lithium. Néanmoins, les ressources étant géographiquement très concentrées, des pénuries pourraient menacer la fourniture du marché du véhicule électrique avec une incidence toutefois limitée sur le prix des batteries. Désormais, l'essentiel du développement à mener par l'industrie consiste à augmenter les capacités de production pour répondre à la future hausse de la demande de lithium. En outre, la constitution de stocks stratégiques de lithium, la signature de contrats de long terme et l'exploitation de nouveaux gisements est cruciale pour éviter la rupture d'approvisionnement.

- A l'échelle des matériaux d'électrode positive, la technologie plus sûre et moins coûteuse du lithium-phosphate de fer voit sa prévision d'état de charge et d'autonomie améliorée par l'analyse des phénomènes d'hystérésis ayant lieu entre les phases de charge et de décharge. En particulier, l'implémentation d'un modèle simple et précis d'estimation de l'état de charge à partir des courbes-frontières de la tension en circuit ouvert après un temps de repos court ouvre la voie à la commercialisation de véhicules électriques équipés de batteries LFP/C. Néanmoins, l'enchaînement fractionné et partiel des sollicitations en charge et décharge de la batterie et l'influence négative des basses températures et du freinage récupératif appellent à de nombreux travaux de recherche et de développement dans le domaine de l'électrochimie.

- L'intégration des batteries au véhicule électrique progresse avec des projets innovants qui permettent de mieux cerner les besoins de la filière en vue d'une industrialisation prochaine. Les progrès en termes de réduction des coûts des batteries par économies d'échelle sont très encourageants pour une industrie qui n'en est qu'à ses balbutiements : le développement futur de la filière fera donc indubitablement l'objet d'une forte baisse des prix pour l'utilisateur final. Les progrès en termes de densité massique d'énergie et de puissance s'avèrent cruciaux car la masse du pack de batteries est un paramètre bloquant de l'intégration au véhicule électrique. Par ailleurs, l'homogénéisation des sollicitations des batteries nécessite elle aussi une R&D importante en matière de gestion thermique et électrique du pack, faute de quoi la durée de vie et les performances des batteries Li-ion ne sauront être garanties en application véhicule.

- En théorie, l'usage de batteries de véhicule électrique pour d'autres applications permettrait de réduire le prix des batteries et le coût d'achat du véhicule électrique par l'utilisateur final. Dans la pratique, le bénéfice lié à la seconde vie est limité car le reconditionnement du pack s'avère complexe et coûteux alors même qu'on s'attend bientôt à ce que le prix des batteries neuves soit fortement dégressif. Réussir la seconde vie suppose donc de lancer des démarches d'éco-conception permettant une plus grande modularité des packs pour une réutilisation et d'un démontage facile et bon marché. En attendant, d'autres pistes d'économie sont utiles et doivent être mises en œuvre pour réduire le coût du véhicule électrique, par exemple en basculant sur un modèle *low cost* dont les besoins énergétiques seraient fortement réduits.

Au final, de la matière première à la fin de vie des batteries Li-ion pour le véhicule électrique, de nombreux chantiers se dégagent en perspective pour viabiliser les véhicules électriques. Pour ma part, comme l'autonomie du véhicule électrique est intrinsèquement plafonnée, je me concentrerai par la suite sur la recharge rapide et son impact sur le réseau de la Corse. Enfin, la question de la recharge bidirectionnelle du véhicule électrique sera abordée en détail au travers du prisme de la gestion du stockage stationnaire au sein de l'habitat solaire.

Partie III

Partie III – Cœur de thèse.....	92
Chap.4 - Usages simples du stockage embarqué à l'échelle du transport électrique corse	93
1 Préambule à l'insertion des véhicules électriques sur le réseau corse	93
1.1 Etat de l'art en matière d'impact réseau de la recharge des véhicules électriques	93
1.2 Etat des lieux comparé du parc de production et des profils de charge de la Corse	97
2 Etude paramétrique du besoin énergétique de recharge du véhicule électrique.....	101
2.1 Etude paramétrique du besoin énergétique par rapport au véhicule en lui-même	101
2.2 Etude paramétrique du besoin énergétique par rapport à l'utilisateur du véhicule	103
2.3 Etude paramétrique du besoin énergétique par rapport au nombre total d'utilisateurs	108
3 Analyse de la mobilité des actifs corses sur leur trajet domicile-lieu de travail	111
3.1 Dépouillement des données de recensement de la mobilité des actifs corses	111
3.2 Recueil et calcul des données de distances réelles et à vol d'oiseau	112
3.3 Résultats de l'analyse de mobilité des actifs corses	115
4 Impact réseau simulé d'une mobilité électrique des actifs vers Ajaccio et Bastia.....	116
4.1 Postulat de scénarios réalistes d'usage et de recharge du véhicule électrique	116
4.2 Outils et méthodes de calcul d'impact réseau des recharges de véhicule électrique.....	118
4.3 Résultats de l'impact réseau du véhicule électrique pour le cas particulier choisi.....	121
5 Extrapolation des données et analyse de sensibilité de l'impact réseau du VE en Corse	125
5.1 Analyse de sensibilité par rapport au besoin de mobilité	125
5.2 Analyse de sensibilité par rapport à la consommation kilométrique unitaire	131
5.3 Analyse de sensibilité par rapport à la puissance de recharge.....	133
Perspectives	136
Conclusion	138
Références.....	139
Chap.5 – Usages simples du stockage stationnaire à l'échelle de l'habitat solaire corse	141
1 Préambule à la gestion du stockage d'énergie dans l'habitat solaire connecté réseau	141
1.1 Etat de l'art en matière de gestion de la production photovoltaïque en connecté réseau	141
1.2 Focus sur l'usage du stockage pour limiter l'impact négatif du PV sur le réseau	143
1.3 Focus sur l'usage du stockage pour garantir le profil d'injection du PV sur le réseau	145
1.4 Focus sur l'usage du stockage pour augmenter le profit de vente du PV sur le réseau	148
1.5 Focus sur l'usage du stockage pour favoriser la consommation du PV par l'habitat	150
1.6 Complément bibliographique vis-à-vis de la gestion de la demande domestique	154
2 Cadre industriel de l'étude du stockage d'énergie dans l'habitat solaire	159
2.1 Le projet Sol-ION, support de R&D pour le stockage du PV connecté réseau	159
2.2 Le système Sol-ION : présentation de l'architecture électrique et des composants	160
2.3 Le système Sol-ION : inventaire des flux et définitions des indicateurs retenus	164
2.4 Le modèle Sol-ION, support de simulation des flux d'énergie dans l'habitat solaire	167
3 Validation du modèle de simulation utilisé	173
3.1 Présentation des données de consommation servant d'intrant au modèle	173
3.2 Validation du modèle et comparaison des indicateurs de performance	175
3.3 Analyse de sensibilité des performances du système Sol-ION	179
3.4 Perspectives d'amélioration du modèle de simulation et pistes d'exploitation	185
4 Exploitation du modèle et étude d'impact sur les performances du système	190
4.1 Impact du pas de temps d'échantillonnage des données de consommation domestique	190
4.2 Impact du coefficient de seuil d'enclenchement en puissance du stockage	197
4.3 Impact des différents paramètres liés à la recharge lente d'un véhicule électrique	200
Perspectives	206
Conclusion	207
Références	208

Chap.4 – Usages convergents simples à l'échelle du transport électrique corse

Dans un avenir proche, les constructeurs automobiles vont mettre en production des véhicules électriques à échelle industrielle. Pour arriver à ce stade d'industrialisation, des caps ont été franchis et restent à franchir, surtout en matière de technologie : le choix de la motorisation, des organes de conversion et de stockage d'énergie et des infrastructures de recharge sont des problématiques cruciales pour le développement prospère du véhicule électrique. Maintenant, en considérant ces problèmes résolus et la commercialisation du véhicule électrique acquise, on peut entreprendre d'explorer les garanties de la viabilité à plus long terme d'un tel marché.

À l'échelle du transport électrique, il y a déjà matière à investiguer la convergence de besoins énergétiques entre le réseau et le véhicule électrique. On pense notamment à l'électricité utile à la mobilité du véhicule électrique. Quel sera le besoin en recharge du véhicule électrique ? Y aura-t-il des moyens de production d'électricité en assez grand nombre pour pallier cette nouvelle demande ? La stabilité du réseau sera-t-elle assurée continûment au gré de recharges puissantes et intermittentes ? Les moyens de production sollicités pour ajuster l'offre à la demande auront-ils un impact carbone nuisible pour l'image d'un transport propre et durable ?

L'objectif est ici d'évaluer dans quelle mesure le besoin électrique requis pour recharger des véhicules électriques serait préjudiciable à la stabilité du réseau et à la viabilité écologique de leur utilisation dans le cas particulier des déplacements domicile-lieu de travail en Corse.

1 Préambule à l'insertion des véhicules électriques sur le réseau corse

1.1 État de l'art en matière d'impact réseau de la recharge des véhicules électriques

L'impact réseau de la recharge des véhicules électriques n'est devenu que très récemment la préoccupation de la communauté scientifique. Avant cela, les chercheurs se focalisaient sur d'autres voies d'amélioration et de viabilisation du véhicule électrique, comme l'élaboration de matériaux de batterie moins chers et plus denses ou bien l'optimisation des performances du stockage embarqué en termes d'autonomie et de temps de recharge. La sécurité du réseau et l'équilibrage de son plan de tension/fréquence n'étaient alors qu'un souci de second ordre. Si ce sujet s'est inscrit au premier plan de nos préoccupations, c'est en grande partie grâce à la contribution majeure de Willett Kempton, initiateur du concept de *vehicle-to-grid* (V2G) [1].

Le principe du V2G repose sur l'usage des batteries de véhicule électrique comme autant de systèmes de stockage distribués, répartis parmi la population, sur toute l'étendue du territoire et à n'importe quel nœud du maillage du réseau. En tant que tel, ils permettraient de stocker de l'énergie utile à la mobilité et de la restituer pour proposer un service de soutien réseau sur simple demande et contre rémunération [2] ou pour faire coïncider la production renouvelable intermittente avec la consommation des ménages [3]. La question de l'influence de ces flux énergétiques monodirectionnels entre le réseau et le stockage embarqué a ainsi été traitée par Weinert *et al.* à mesure que le marché des deux-roues électriques se développait en Chine [4]. D'autres travaux passés [5-9] sont en lien étroit avec le sujet mais, contrairement à nous, ils ont choisi de mettre en jeu plusieurs puissances de recharge [5-6], plusieurs groupes d'utilisateurs [6-7], des scénarii de recharge différents [5-8] et des courbes de charge associées à d'autres zones géographiques [5-9]. Notre étude complètera cet inventaire avec le cas de la Corse [10].

Le constat majeur et point commun qui ressort des travaux cités plus haut est que la recharge des véhicules électriques représente un obstacle à la gestion du réseau électrique vis-à-vis des appels de puissance instantanés et non vis-à-vis du besoin global d'énergie qu'elle implique.

Globalement, et même en considérant un parc automobile électrique réduit à des véhicules hybrides rechargeables (et non des véhicules tout électrique), l'impact de leur recharge sera négatif en termes d'émissions de polluants car le gestionnaire devra compenser la surcharge du réseau en déclenchant des moyens de production en pointe à base d'énergie fossile [11].

Ex : D'après Sioshansi et al., un taux de pénétration de 5% d'hybrides rechargeables est indolore pour le réseau mais un taux de 30% conduit à une augmentation de 3% de l'amplitude des pics de consommation dans le cas de l'Etat de l'Ohio, aux Etats-Unis [12].

Comme les moyens de production en pointe reposent surtout sur des centrales au charbon, plus faciles et rapides à déclencher, l'intégration passive d'un grand nombre de véhicules électriques et hybrides rechargeables va s'accompagner irrémédiablement d'une hausse des émissions de SO₂ et NO_x (Tab.1), deux polluants atmosphériques qui contribuent à une hausse de la mortalité humaine. Cela est dû au fait que le charbon a une plus forte teneur en soufre et catalyse la réaction chimique entre l'azote et l'oxygène de l'air. Toutefois, le rendement d'une centrale au charbon étant meilleur que celui des moteurs de voiture, il s'avère qu'elle émettra moins de CO₂ que ces derniers à énergie utile égale, *i.e.* à autonomie kilométrique constante. En outre, de nombreux projets de R&D sont en cours pour tenter de séquestrer le CO₂ émis en sortie de ces centrales [12-13], ce qui n'est a priori pas adaptable à un pot d'échappement.

	SO ₂	NO _x	C _x H _y	CO	CO ₂	Poussières
Chaudière au fioul	140	40	10	50	78 000	5
Chaudière au gaz naturel	0	40	5	50	52 000	0
Chaudière au charbon	340	70	10	4 500	104 000	60
Chaudière à bois bûche traditionnelle	10	50	1 000	6 000	0	70
Chaudière à bois bûche moderne	10	42	9	366	0	14
Chaudière à bois déchiqueté	10	45	2	16	0	4

TAB.1. ILLUSTRATION DES EFFETS POLLUANTS DU CHARBON AVEC LES EMISSIONS D'UNE CHAUDIERE THERMIQUE PAR UNITE DE CHALEUR PRODUITE (EN KG/TJ) : DIOXYDE DE SOUFRE (SO₂), OXYDES D'AZOTE (NO_x), COMPOSES ORGANIQUES VOLATILS (C_xH_y), MONOXYDE DE CARBONE (CO), DIOXYDE DE CARBONE (CO₂) [BTL AUTRICHE].

Ce constat est à nuancer car, selon la zone géographique considérée et la nature des moyens de production d'énergie associés, l'impact ne sera pas le même. Mais dans tous les cas il y aura bien un impact de la recharge des véhicules électriques, à la fois sur l'allure de la courbe de consommation, sur les émissions de polluants et, *in fine*, sur les prix de l'électricité à cause du recours à des centrales thermiques en pointe davantage polluantes et coûteuses [14]. Le besoin additionnel en moyens de production et en infrastructures de réseau conduira donc *de facto* à une augmentation des coûts et des externalités liés à la pollution.

Pour pallier ce problème, des moyens sont envisageables. En particulier, l'intégration passive des véhicules électriques peut être jugulée par la mise en place de tarifs dynamiques reflétant mieux le coût économique et écologique de ces externalités. Ils inciteront l'utilisateur à adapter son comportement de recharge pour ne pas payer trop cher sa mobilité [12-13]. Il s'agit avant tout de mettre en place un cadre incitatif qui encourage le conducteur à recharger son véhicule ailleurs qu'à la maison, pour ne pas dire « qui empêche » la recharge à la maison, en soirée. Cela suppose évidemment de développer davantage les infrastructures de recharge sur la voie publique, dans les parkings publics extérieurs et dans les parkings privés souterrains [15].

Pour aller plus loin, il faudra différer toutes les recharges aux heures creuses de façon à ce que la puissance appelée ne se superpose pas aux pics déjà élevés de la courbe de consommation [15]. Un tel contrôle en charge supposera un déclenchement au moment opportun, que ce soit en activant la recharge quand la demande est la plus faible ou, à l'inverse, quand la production est la plus élevée, et notamment la production d'énergie renouvelable intermittente [16].

Pour ce faire, il y a deux possibilités :

- soit le conducteur est propriétaire des batteries du véhicule électrique et il souhaite en garder le contrôle, auquel cas on l'invitera à les recharger en heure creuse via des tarifs incitatifs ; typiquement, ce seront des tarifs variables en fonction du prix de l'énergie sur le marché de gros avec éventuellement des simplifications par tranche avec diverses catégories de prix.
- soit le conducteur n'est pas le propriétaire des batteries du véhicule et il est soumis via un contrat au bon vouloir d'une tierce personne qui en contrôle la recharge, auquel cas l'action de recharge sera automatisée en fonction des situations techniques et économiques du réseau ; typiquement, on utilisera un signal codé en fréquence pour activer ou désactiver la recharge, comme c'est déjà le cas pour le déclenchement à distance des chauffe-eau électriques.

Évidemment, si contraintes économiques il y a, elles ne devront pas être mises en place avant qu'un grand nombre de véhicules électriques soit déjà en circulation et que la conscience des bienfaits et avantages vis-à-vis du véhicule thermique soit inscrite dans les mœurs de l'utilisateur, faute de quoi les gens se détourneront du véhicule électrique avant qu'il n'ait fait ses preuves. D'un autre côté, et quand bien même l'utilisateur serait lié à cette obligation par un contrat qui par exemple lui offrirait une réduction sur le prix d'achat du véhicule, il va être délicat de réaliser ce contrôle externe dans le cas d'une location car l'utilisateur verra d'un mauvais œil que le gestionnaire de réseau puisse s'immiscer dans son quotidien et lui dicter la marche à suivre. On touche là à des limites éthiques et sociologiques plus qu'à des limites technologiques [17].

Du point de vue technique, justement, la prévisibilité de l'impact des recharges sera d'autant plus délicate pour le gestionnaire de réseau que les appels de puissances mis en jeu seront importants. Or ces prélèvements varient énormément d'un modèle à l'autre puisque les tailles de pack, les technologies de stockage et les modes de recharge seront souvent dissemblables. En outre, il faut savoir si l'on procède à une intégration du chargeur de batteries à l'intérieur du véhicule, comme chargeur embarqué, ou bien s'il sera sis systématiquement à l'extérieur, solidaire des bornes de recharge présentes sur la voie publique ou dans les stations dédiées. Cette fonctionnalité de recharge pourra s'opérer par une connexion électrique ou magnétique, selon si on considère une recharge par un câble ou par induction comme c'est envisagé par certains constructeurs, quand ceux-ci n'envisagent pas tout bonnement d'échanger la batterie.

Avant même qu'un grand nombre de véhicules électriques commerciaux soient sur le marché, il est donc crucial de créer un cadre contextuel normatif homogène entre les pays pour qu'il n'y ait pas autant de systèmes de recharge que de modèles ou constructeurs de voiture et que tous les véhicules soient compatibles avec les infrastructures en place, sans besoin additionnel d'investissement pour l'utilisateur ou le contribuable. Cette étape passera par une coopération internationale d'une part entre les législateurs, d'autre part entre les industriels. Cela suppose donc que ces derniers fassent fi de la concurrence qui les oppose. L'harmonisation nationale et internationale des systèmes de recharge et des infrastructures réseau qui devront alimenter les véhicules électriques sera incontestablement la clef de leur bonne intégration [18].

S'il y a une nuance à apporter aux conclusions de l'étude d'impact des recharges de véhicules électriques, c'est que celle-ci ne peut pas se limiter à l'analyse des courbes de charge globale de la population d'un pays ou d'une nation. Il y a en effet de grands écarts de comportement des usagers et de fonctionnement du réseau entre des zones géographiques d'un même pays.

Au niveau local, la demande a des particularités qu'il faut considérer de manière dynamique, en temps réel, sans se reposer sur des allures globales a priori représentatives de l'ensemble de la population. Il faudra donc adapter les efforts de contrôle, d'investissement et d'incitation économique pour les portions du réseau qui apparaîtront au cas par cas les plus exposées [17].

En particulier, si une démarche-type de modélisation doit être mise en œuvre, il faudra qu'elle identifie les facteurs les plus influents dans chacun des environnements distincts considérés, entre les divers profils d'usage des véhicules électriques, les caractéristiques et la temporalité de leur recharge ou encore leur taux de pénétration dans le marché automobile [19].

La grande inconnue de ce type d'étude d'impact, c'est aussi l'évolution de la proportion de véhicules électriques dans le marché automobile global, ou taux de pénétration. Globalement, si aucun contrôle n'est imposé et que leur intégration est passive, la recharge des véhicules électriques impactera négativement le réseau électrique en rendant sa gestion plus difficile. Cependant, si un nombre élevé de véhicules électriques est en circulation, un agrandissement du réseau sera utile. Les infrastructures réseau et le parc de production seront plus rentables et les bénéfices de la substitution des véhicules thermiques en termes d'émissions de polluants seront a priori plus importants que les dépenses structurelles pour leur intégration réseau [20]. Une autre inconnue importante réside dans l'évolution des coûts et prix de l'électricité [13]. Pour le moment l'électricité est plutôt bon marché, mais a priori cela ne durera pas toujours : tous les scénarios tablent sur une forte croissance du prix de l'énergie électrique pour l'utilisateur. En France, c'est une question d'autant plus cruciale que l'idée d'une électricité nucléaire peu chère et peu polluante est actuellement remise en question après l'accident de Fukushima et la réévaluation des coûts de démantèlement et de retraitement des déchets radioactifs [21].

Nous venons de voir tous les inconvénients potentiels de la recharge des véhicules électriques, nuancés des facteurs de zonalité et de nature du mix énergétique. Cependant, il faut garder à l'esprit l'aspect positif : l'essor des véhicules électriques est plus un bienfait qu'une tare pour l'industrie électrique, les énergéticiens et autres gestionnaires de réseau ; il est l'occasion de réaliser de grandes améliorations dans l'usage et l'extension des infrastructures réseau. Ainsi, la recharge des véhicules électriques constitue un apport financier important qui, à terme, promet de doubler le chiffre d'affaires lié à la demande électrique des ménages. Cette source de revenu additionnel s'accompagnera d'un besoin d'investissement en infrastructures réseau, bénéficiant ainsi directement à l'intégralité de la structure verticalement intégrée des systèmes électriques qui s'en trouvera de fait rentabilisée. *In fine*, les bénéfices dégagés pourront être réinvestis dans les rares failles du système électrique : les systèmes de stockage d'énergie, les énergies renouvelables, le lavage des fumées et la séquestration du dioxyde de carbone [17]. Par ailleurs, avec la disparition progressive des véhicules thermiques, la dépendance des pays vis-à-vis de la ressource pétrolière rare et chère s'en trouvera réduite. Or, plus on substitue l'électricité au pétrole comme vecteur d'énergie de la mobilité, plus on fait d'économies [12].

À terme, il faut considérer que l'évaluation des impacts de la recharge du véhicule électrique repose sur trois scénarios distincts : soit la recharge est libre, soit elle est contrôlée en charge (on/off), soit elle est contrôlée en charge et en décharge (V2G) [22]. Dans tous les cas, il faut en appeler au bon sens pécuniaire de l'utilisateur final pour l'enjoindre à agir dans un sens respectueux du caractère écologique que l'on souhaite lier à l'essor des véhicules électriques. Si le marché des véhicules électriques croît comme attendu, un grand nombre de normes et moyens de régulation devra être mis en œuvre pour intégrer l'ensemble des impacts que leur recharge entraînera, de la production de l'énergie à son usage par l'utilisateur final en passant par son éventuel stockage intermédiaire et son transit via un réseau intelligent (*smart grid*).

1.2 État des lieux comparé du parc de production et des profils de charge de la Corse

Parce que le caractère écologique des véhicules électriques dépend fortement de la nature de l'électricité qui sert à recharger leurs batteries, il importe d'analyser les émissions de gaz à effet de serre liées à la production, au transport et à la distribution d'électricité du lieu étudié.

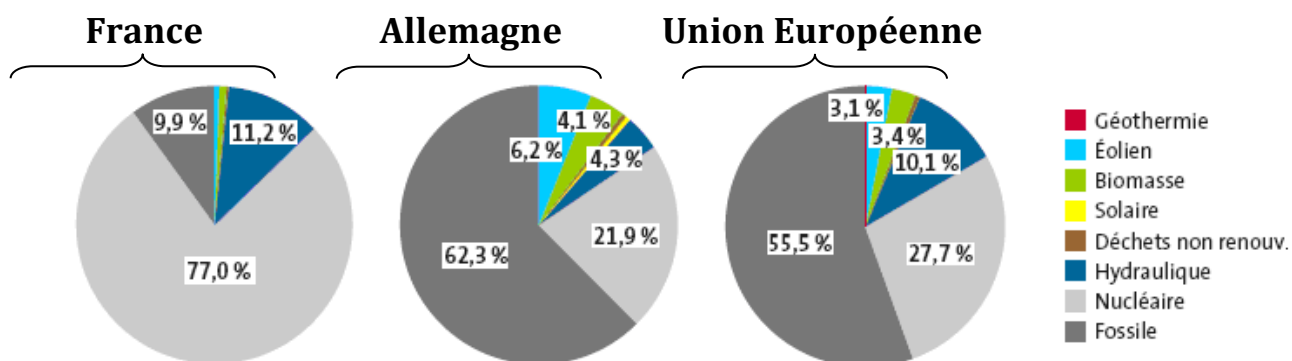


Fig.1. Structure de la production d'électricité par énergie en 2007 [23].

Contrairement à ses voisins européens (Fig.1), la France a la possibilité de se démarquer car son électricité issue à 90% de centrales nucléaires et de renouvelables est très peu carbonée. Dans ce contexte, le véhicule électrique est viable... mais seulement en France métropolitaine. En effet, pour des raisons stratégiques et techniques, la Corse et les départements et territoires d'outre-mer ne peuvent recourir à des moyens nucléaires pour assurer la production en base. De fait, les réseaux électriques linéaires¹⁹ ou insulaires²⁰ qui les alimentent en électricité sont fortement dépendants de moyens de production polluants basés sur les énergies fossiles : générateurs diesel et turbines à combustion servent ainsi respectivement en base et en pointe. La Corse ne déroge pas à la règle avec un parc très axé sur le thermique (Fig.2).

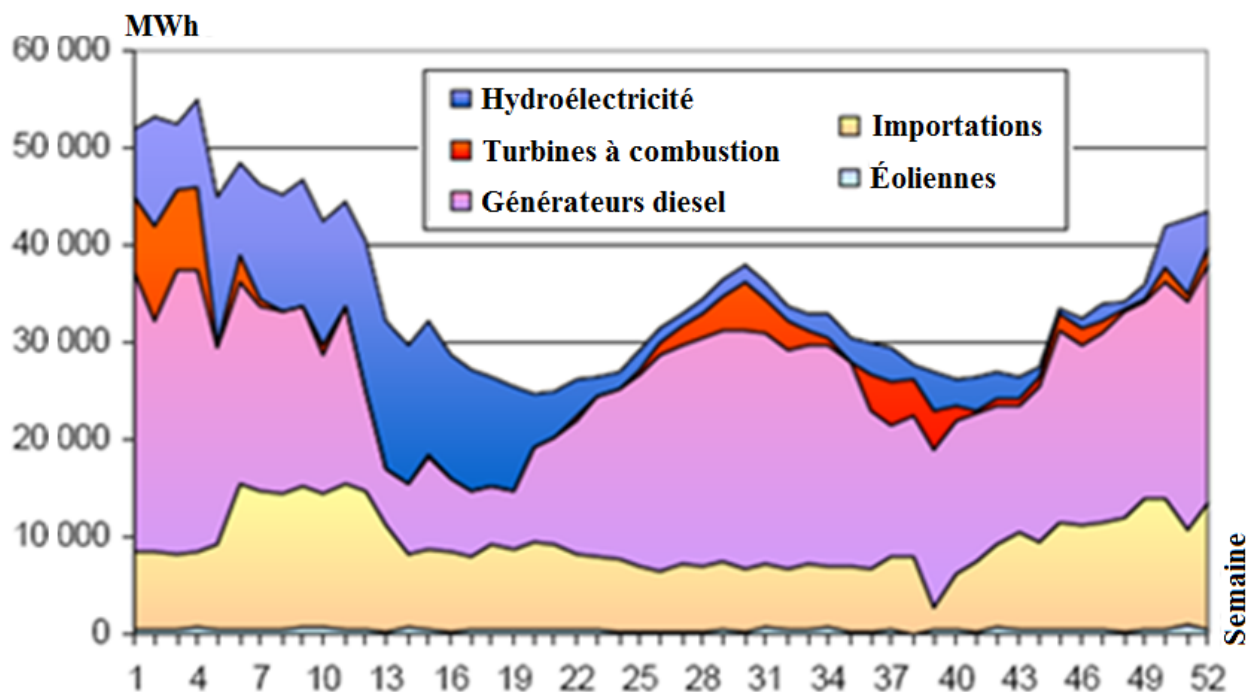


Fig.2. Évolution annuelle et par origine de la production hebdomadaire d'électricité en Corse en 2006 [24].

¹⁹ Guyane française

²⁰ Corse, Guadeloupe, Martinique, Mayotte, Nouvelle-Calédonie, Polynésie française, Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis-et-Futuna.

En 2010, l'énergie nette livrée en Corse s'est élevée à 2 212 GWh²¹, en hausse de 3% par rapport à 2009 après correction des effets climatiques. Cet aléa climatique est crucial : 37% de la demande en dépend à travers le chauffage (24%) et la climatisation (13%) [25].

L'impact du climat et de la saisonnalité peut être analysé par l'étude spécifique des courbes de charge, *i. e.* la somme des consommations électriques des usagers, tous usages confondus. Les données que nous avons récupérées à ces fins auprès d'EDF SEI datent de 2007 ; elles mettent en jeu les puissances instantanées appelées sur le réseau chaque 30 min, un pas de temps doublé vis-à-vis des données acquises et traitées au niveau des centres de *dispatching*.

La courbe caractéristique appelée monotone de production est une source d'informations très intéressante pour comprendre la problématique d'approvisionnement électrique de la Corse. Elle montre le nombre d'heures passées dans l'année à une certaine puissance de production. L'axe des abscisses désigne le nombre d'heures ; il est gradué de 0 à 8 600 heures par pas de 200 heures. L'axe des ordonnées désigne la puissance produite pour satisfaire la demande ; il est gradué de 80 à 380 MW par pas de 50 MW (Fig.3*).

Par sa lecture, on comprend qu'à certains moments de l'année la pointe dépasse les 380 MW. En distinguant trois tronçons délimités par les points d'inflexion du monotone, on note que la base est comprise *grosso modo* entre 100 et 160 MW, la semi-base entre 160 et 250 MW, et la pointe entre 250 et 400 MW. Sachant que la puissance installée disponible était de 440 MW en 2006 (hors interconnexions, Fig.4*) dont 180 MW de sources renouvelables n'étaient pas forcément mobilisables à chaque saison (Fig.2), on comprend que la temporalité des usages d'électricité en Corse est un paramètre important à considérer dans l'hypothèse d'une intégration réseau du véhicule électrique. Toute recharge en heures de pointe ou de semi-base aura une forte empreinte carbone et un impact négatif sur la qualité de l'approvisionnement électrique et sur la sécurité du réseau car les moyens de production sollicités seront les centrales thermiques et les réserves hydroélectriques non reconstituables, censées servir en ultime recours.

NB : La puissance de pointe maximale de consommation a atteint 500 MW en décembre 2010 du fait d'un hiver rigoureux mais cela n'a pas eu d'incidence grave car depuis 2006 le parc de production avait été agrandi. Sur dix ans, cette puissance a augmenté en moyenne de 15 MW par an en Corse.

Si le monotone donne une idée de la fréquence des appels de puissance, il n'indique toutefois pas à quel moment ils sont susceptibles de se produire dans une journée-type. C'est l'étude de la courbe de charge (Fig.4*) qui fournit ces renseignements complémentaires via le tracé de la variation horaire de la consommation d'électricité moyennée sur un an ou bien sur une saison. Par ce biais, on note que la courbe de charge journalière moyennée est lissée puisque la pointe semble ne pas dépasser les 320 MW au lieu des 400 MW observés sur le monotone. Elle n'est donc pas représentative d'un comportement réel instantané mais permet d'associer les pics et creux d'appels de puissance avec les horaires de la journée, rendant possible la mise au point de stratégies d'adaptation de la production et de maîtrise de la demande (MDE).

Par sa lecture, on remarque une influence notable de la saisonnalité qui conduit à un décalage vertical de la demande quasiment invariable selon l'heure de la journée. En hiver, les corses appellent 30 et 70 MW de puissance en plus qu'en automne et au printemps respectivement²². En revanche, à partir de 9h, on note entre l'été et le printemps un *offset* de 30 MW lié à la forte affluence touristique qui conduit à doper la demande du secteur tertiaire et du tourisme. Une particularité du réseau corse est l'existence sur la journée de deux pics de consommation centrés sur 10h et 19h quelque soit la saison. Au contraire la courbe de charge de la France métropolitaine (Fig.5*) n'a qu'un pic centré sur 12h en été, la courbe hivernale étant similaire.

²¹ Dont 318 GWh de pertes techniques et non techniques, soit 14,4% de l'énergie livrée sur le réseau [25].

²² Sauf vers 19h: le pic de consommation en hiver est 20 MW au-dessus de la tendance moyenne attendue.

NB : En Corse comme en France métropolitaine, un sursaut de consommation a lieu de 22h à minuit via la mise en marche simultanée des chauffe-eau électriques produisant l'eau chaude sanitaire. Ces chauffe-eau à accumulation sont enclenchés automatiquement à la réception d'un signal "heures creuses" codé en fréquence dans le courant porteur. Ils fonctionnent à plein régime pendant deux à quatre heures, le temps d'amener l'eau à température maximale. Bien sûr, au vu des plus nombreux usages de l'électricité sur le continent qu'en Corse, l'impact du fonctionnement de ces chauffe-eau sur les courbes de charge de France métropolitaine est bien moindre que sur celles de la Corse. Pour cette dernière, en l'occurrence, le pic de consommation électrique du soir est dédoublé (Fig.3*).

À cause de l'indisponibilité saisonnière de l'hydraulique et de la nature climato-dépendante des pics de puissance appelés par les consommateurs, la répartition des moyens de production utilisés pour satisfaire la demande électrique est très distincte d'une saison à l'autre (Fig.6*-7*).

Les courbes de charge affichées ci-après ont les mêmes échelles et légendes de couleur. Elles montrent la puissance appelée en fonction de l'heure de la journée en hiver (Fig.6*), en été (Fig.6*), le jour de la pointe maximale (Fig.7*) et le jour de la pointe minimale (Fig.7*). L'axe des abscisses désigne le nombre d'heures ; pour les figures 6 et 7, il est respectivement gradué de 0 à 23 heures et de 1 à 24 heures par pas d'une heure. L'axe des ordonnées, gradué de 0 à 500 MW par pas de 50 MW, désigne la puissance produite pour satisfaire la demande. Les strates de couleur signifient de bas en haut : énergies renouvelables²³ (vert), importations via la ligne SACOI (gris clair), importations via la ligne SARCO (gris foncé), générateurs diesel (rouge clair), barrages hydrauliques (bleu), turbines à combustion TAC (rouge foncé). L'information majeure fournie par ces courbes de charge est la temporalité horaire du recours aux moyens de production disponibles pour satisfaire en temps réel la demande électrique.

Sur la figure 7a, on voit que tout le parc de production est utilisé à son maximum disponible sauf les TAC qui ont encore un peu de marge au vu de leur recours moindre qu'à la figure 6b. Même si les TAC sont utilisées ce jour-là de 7h à 2h du matin, la période la plus critique pour la recharge des véhicules électriques s'avère être au niveau de la pointe du soir, de 19h à 23h. En effet, c'est le moment où le parc de production atteint sa limite de disponibilité (Tab.2*) : les importations sont maximales avec respectivement 50 et 100 MW de puissance prélevée sur le réseau italien et sarde via les liaisons à courant continu et alternatif SACOI et SARCO ; générateurs diesel et hydraulique sont utilisés au maximum de leur capacité avec la totalité des 187 et 139 MW de puissance installée (Tab.2*) mobilisés lors du pic de pointe de 20h.

NB : A ce moment précis, les conséquences sur le réseau seraient catastrophiques si un des groupes de production venait à manquer, qu'il soit thermique (panne de générateur diesel, arrêt de la livraison du carburant) ou hydraulique (turbine en survitesse, sécheresse, non reconstitution des stocks d'eau).

Le profil hivernal moyen présenté à la figure 6a est très semblable, à cela près que la pointe maximale appelée est plus faible donc les turbines à combustion ne sont utilisées que pour les heures les plus critiques de la journée : le matin entre 7h et 10h et le soir entre 19h et minuit. Dans tous les cas, le gestionnaire de réseau préfère solliciter l'hydraulique plutôt que les TAC de par son moindre coût et la grande disponibilité de l'eau. Au plus fort de la pointe du soir, la puissance hydraulique moyenne sollicitée culmine ainsi à 120 MW sur 140 MW installés. Les importations via les lignes SACOI / SARCO atteignent presque leur seuil à 50 / 100 MW. Les générateurs diesel tournent eux à plein régime avec plus de 187 MW de puissance.

NB : Sur les figures 6a et 7a, en ce qui concerne les générateurs diesel, on lit une valeur de 209 MW sollicités en pointe plutôt que celle de 187 MW annoncée comme puissance installée. Cela suggère que les deux des sept moteurs de 10,9 MW qui avaient été déclassés suite à un incendie fin 2006 à la centrale de Lucciana ont depuis été réparés et remis en service pour alimenter la pointe appelée [25].

²³ Autres que les barrages hydrauliques à retenue : éolien, éclusées, barrages au fil de l'eau, biogaz, solaire.

En été (Fig.6*), à l'inverse, l'hydraulique est quasi inexploitée car la chaleur fait s'évaporer l'eau des bassins de retenue. C'est donc un moyen de production que le gestionnaire de réseau utilise en dernier recours. Pendant l'été, les TAC sont exploitées en moyenne sur la majorité de la journée, de 7h à minuit, mobilisant jusqu'à la totalité des 75 MW de puissance installée. La situation n'est guère plus reluisante en Sardaigne, autre île très dépendante de sa ressource hydraulique : contrairement à la saison d'hiver (Fig.6*), l'importation d'électricité via la ligne SARCO est au plus bas en été, de même que les autres sources renouvelables, essentiellement des systèmes micro-/mini-hydraulique, qui ont les mêmes soucis de pénurie d'eau en été. Heureusement, les importations via la ligne SACOI ne sont pas liées au niveau d'eau, elles produisent leur maximum de puissance, tout comme les générateurs diesel.

La figure 7* relative au jour de pointe minimale nous apprend que les moyens de production utilisés en base et semi-base sont les importations et les générateurs diesel, l'ajustement étant réalisé via la sollicitation de quelques moyens de production hydrauliques restés en *stand-by*. Comme tout le reste de l'année, les importations d'électricité prélevées au réseau italien par le biais de la ligne SACOI sont globalement constantes sur la journée, de l'ordre de 50 MW. La mobilisation des générateurs diesel est quant à elle plus faible que le reste de l'année avec une puissance appelée de 150 MW sur 187 (ou 209) MW installés. La raison de l'usage des capacités hydrauliques plutôt qu'à une augmentation de la production des générateurs diesel peut s'expliquer du fait que les barrages sont plus faciles et rapides à solliciter en pointe.

De manière générale, et compte-tenu du coût de production élevés de l'électricité en Corse²⁴, il apparaît évident que la consommation d'énergie additionnelle liée à une future recharge du véhicule électrique sera préjudiciable pour le réseau électrique, le gestionnaire et ses usagers, si ce n'est pas en termes de fiabilité au moins en termes de coût économique et écologique car le moyen de production sollicité sera la TAC, un système énergétique cher et polluant.

Bilan

En 2010, la pointe maximale appelée sur le réseau électrique corse atteignait 500 MW sur un total de puissance installée théoriquement disponible de 651 MW, portant ainsi à près de 80% le taux d'utilisation global du parc de production corse. Le problème est que, sur ce parc de 651 MW, la disponibilité de 140 MW d'hydraulique et 25 MW de mini-hydraulique est liée à la présence de réserves d'eau dont le niveau varie fortement au cours de l'année : les moyens de production hydraulique sont *a priori* disponibles en hiver mais très peu en été. Par ailleurs, la faible pénétration des autres énergies renouvelables et le problème des intermittences de l'éolien et du solaire ne permettent pas de considérer leurs 35 MW de puissance installée comme de la puissance effective mobilisable par le gestionnaire de réseau. Seuls les systèmes thermiques représentés par les générateurs diesel et les TAC, utilisés respectivement en base et en pointe, sont une valeur sûre en termes de disponibilité. Le taux d'utilisation de ces centrales thermiques étant déjà élevé dans certains cas extrêmes, et compte tenu de la variation annuelle à la hausse des valeurs de pointe maximale appelée, il y a fort à parier pour que la future insertion des véhicules électriques pose problème en termes de disponibilité du parc de production et de satisfaction de la puissance appelée sur le réseau. Par la suite, nous examinerons la temporalité attendue des recharges de véhicules électriques sur le cas concret de trajets domicile-lieu de travail, de manière à définir dans quelle mesure les besoins en puissance de ces charges électriques sont susceptibles de mettre en danger la sécurité d'approvisionnement d'électricité du réseau électrique corse.

²⁴ SACOI : 0,029 €/kWh; Diesel : 0,091-0,11 €/kWh; Hydro : 0,03-0,11 €/kWh; TAC : 1,03-2,40 €/kWh [27].

2 Étude paramétrique du besoin énergétique de recharge du véhicule électrique

Le développement et la commercialisation de véhicules électriques à batteries dépendent de la mise en place d'infrastructures et de moyens dédiés :

- fabrication, production industrielle et vente du véhicule en lui-même;
- construction de bornes de recharge permettant l'approvisionnement en énergie ;
- campagnes d'information et de sensibilisation du grand public (fonctionnement, utilisation) ;
- prise de dispositions légales spécifiques (homologation, permis de conduire adapté) ;
- mise en place d'un réseau organisé de réparateurs, garagistes et casses habilités à l'électricité ;
- création d'un système de collecte, recyclage et remplacement des batteries en fin de vie.

À l'heure actuelle, on n'est qu'au premier stade : la validation de l'étape de fabrication. Mais tout porte à croire que le marché va exploser après 2012 et il faut dès maintenant pouvoir prédire l'influence qu'aura la recharge des batteries sur la stabilité des réseaux électriques.

Concrètement, pour calculer le besoin en électricité utile à la recharge des véhicules, il s'agit de raisonner à différentes échelles. Les paramètres à prendre en compte ont trait tantôt :

- aux caractéristiques énergétiques du véhicule tout électrique (consommation kilométrique unitaire, spécificités techniques de la batterie et du système de recharge) ;
- aux habitudes de consommation de son utilisateur (horaires, durée, puissance) ;
- au nombre global de véhicules électriques, c'est-à-dire au nombre global d'utilisateurs.

2.1 Étude paramétrique du besoin énergétique par rapport au véhicule en lui-même

La consommation kilométrique du véhicule

Avec le véhicule thermique, la consommation kilométrique était définie comme la quantité d'essence nécessaire au parcours de 100 km sur route, exprimée en litres aux cents (L/100). Avec le véhicule électrique, on la définira comme la quantité d'énergie électrique nécessaire au parcours d'un seul kilomètre, exprimée cette fois-ci en wattheure par kilomètre (Wh/km).

Maintenant à spécificités de parcours identiques, les paramètres influant sur la consommation kilométrique se divisent en trois catégories, trois composantes qui parfois interagissent :

- la composante technique : propre au véhicule, elle résulte des caractéristiques et des limites techniques de toutes les pièces de la chaîne de conversion d'énergie, de la batterie aux pneus ;
- la composante comportementale : propre au conducteur, elle est liée à sa façon de conduire, à son expérience, à sa maîtrise et à ses habitudes au volant (vitesse, accélération, freinage) ;
- la composante environnementale : propre au climat (vent, pluie, brume, soleil, neige, grêle), à la nature de la route (plane, vallonnée, sinueuse, escarpée, accidentée) et à l'état de la route (mouillée, enneigée, verglacée, boueuse, caillouteuse, bosselée), elle interfère tantôt avec la composante technique (température de batterie, coefficient de frottement *i.e.* aérodynamisme du véhicule, adhérence des pneus), tantôt avec la composante comportementale (réduction de la visibilité *i.e.* de la vitesse, utilisation d'auxiliaires – phares, essuie-glaces, chauffage, clim).

Dans la mesure où les comportements au volant sont aussi peu prévisibles que les aléas de la météorologie, on sera tenté de ne considérer que la composante technique lors du choix d'une valeur spécifique de la consommation kilométrique du véhicule électrique. À ce titre, on note l'influence particulière du poids du véhicule, de la puissance de son moteur, mais aussi des performances du pack de batteries qui varient avec la température, le régime de charge et décharge, l'état de charge et l'état de santé de ces mêmes batteries (cf. Chap.3, §2-3).

Les spécificités techniques de la batterie

La première chose à laquelle on pense en évoquant le véhicule électrique, c'est la question de son autonomie. En la matière, les technologies d'accumulateurs ne sont pas sur un pied d'égalité : leur capacité de stockage varie beaucoup avec le matériau considéré. Or la consommation kilométrique du véhicule est d'autant plus grande que celui-ci est lourd. À autonomie kilométrique constante, cela signifie qu'il faut embarquer plus de batteries si celles-ci fournissent moins d'énergie par unité de masse : le véhicule électrique sera d'autant plus alourdi que la capacité spécifique de sa batterie (exprimée en Wh/kg) sera faible.

C'est ce facteur qui a incité les constructeurs automobiles à rejeter la technologie plomb à des fins de mobilité, lui préférant d'abord le nickel-cadmium (NiCd) puis le nickel-métal hydrure (NiMH) et enfin le lithium-ion (Li-ion) et le lithium-polymère (Li-Po). Désormais, le marché du lithium-ion est très ouvert alors que seuls quelques fabricants font confiance aux batteries lithium-polymère du fait de leur meilleure énergie spécifique. Même si elles se basent toutes les deux sur le lithium, ces technologies diffèrent en termes de fonctionnement. Du fait des différents couples électrochimiques qu'elles mobilisent, les tensions mises en jeu par les batteries Li-ion et Li-Po sont donc distinctes, de même qu'entre les diverses variantes de la même technologie Li-ion. Ainsi, à égalité d'énergie et de puissance fournies au moteur, les sollicitations en courant que subit la batterie (et donc ses performances) varieront du tout au tout, impliquant un vieillissement distinct pour un même usage dans le véhicule électrique.

Avec 25 kWh de capacité, une batterie Li-ion permet 100 à 150 km d'autonomie entre deux recharges complètes de véhicule électrique. Pour le véhicule hybride rechargeable, la batterie de 6 kWh fournira une autonomie moindre de l'ordre de 25 à 40 km en mode tout électrique.

Les spécificités techniques du système de recharge

Le système de recharge des batteries de véhicules électriques est un élément essentiel de la convergence entre les pôles du stockage embarqué et du réseau électrique car c'est l'interface physique directe entre ces deux pôles qui peuvent être tantôt donneur, tantôt accepteur, avec néanmoins l'obligation d'assumer chacun l'un des deux rôles et non les deux en même temps.

NB : *La connexion de deux générateurs (producteurs d'électricité) provoque un court-circuit. La connexion de deux récepteurs (consommateurs d'électricité) est sans effet.*

Très influencé par la volonté politique, les exigences techniques ou les contraintes spatiales liées à l'urbanisme, le système de recharge est le point d'interrogation du véhicule électrique.

En effet, en l'absence d'une homogénéisation de la législation, les fabricants automobiles ont pour l'instant le choix de concevoir et commercialiser comme ils le veulent n'importe quel système de recharge (borne, connectique, câblage, prise) du moment que celui-ci est en accord avec les normes électriques en vigueur. Or les industriels vendeurs de matériel électrique ont déjà des pratiques dissonantes à l'échelle mondiale en termes de gamme de tension, de fréquence et *in fine* de puissance délivrée – des différences liées à l'historique d'évolution et à la topographie du réseau qui ont orienté les choix passés – il est donc possible que cela soit aussi le cas avec les systèmes de recharge des véhicules électriques.

Pour illustrer ce propos, nous citerons en exemple l'argumentaire de vente de DBT-CEV, leader du marché naissant des solutions de recharge pour le véhicule électrique. Il recense 3 types de charge, 4 modes de charge, 3 versions de câblages et 5 de prises, 6 domaines d'application, une multitude de designs de bornes et autant de combinaisons possibles entre ces éléments pour former un système de recharge commercial [28].

2.2 Étude paramétrique du besoin énergétique par rapport à l'utilisateur du véhicule

Comme on le verra dans l'étude particulière de la mobilité professionnelle des actifs corses, les paramètres les plus méconnus intervenant dans le calcul des besoins en électricité des véhicules électriques sont surtout ceux liés au comportement des futurs usagers conducteurs. Car, autant les spécificités techniques du véhicule électrique du futur peuvent être postulées avec peu d'incertitude à partir des limitations du réseau et des technologies de motorisation existantes, autant le besoin des usagers (de surcroît sur un territoire insulaire) ne peut pas être fixé arbitrairement ou extrapolés à partir de données classiques mesurées en France : on doit savoir précisément quel est le besoin de mobilité actuel des usagers conducteurs de véhicule thermique pour déterminer leurs besoins futurs quand ils passeront au véhicule électrique.

Le besoin de mobilité

Le besoin énergétique le plus immédiat vis-à-vis de l'utilisateur du véhicule électrique est lié au besoin de mobilité qu'il exprime en termes de trajet, parcours d'un point A à un point B. Ce besoin est motivé par des contraintes personnelles (souvent familiales, parfois médicales), professionnelles (trajets domicile-lieu de travail ou domicile-lieu d'études, départ en mission, rendez-vous professionnels, démarchage de prospects), sociales (loisirs, activités sportives ou associatives,) et environnementales (enclavement, éloignement, ruralité). Une fois émis, ce besoin va s'exprimer de manière différente en quantité et en nature en fonction du contexte personnel (état de santé, blessure, mobilité réduite, envie, motivation), économique (prix du carburant, état des finances) et environnemental (possibilités de stationnement à bas coût et à proximité, état du trafic routier, présence de radars ou de contrôle de police/gendarmerie).

Des études de recensement sont réalisées régulièrement dans ce sens en Allemagne (Tab.3)²⁵. La durée et le nombre de trajets moyens quotidiens ont des valeurs relativement stables autour de 4 trajets par jour par personne mobilisant le conducteur sur un total d'une heure et demi. Par contre, réduit à l'échelle de l'individu, le besoin de mobilité varie chaque année à la fois :

- en quantité, avec ici une population de plus en plus mobile en proportion et en distance ;
- en nature, avec une répartition de la mobilité par mode de transport qui est fluctuante.

L'exploitation de telles données est rendue compliquée du fait que nos schémas de mobilité sont de plus en plus multimodaux. Ainsi, le même jour, certains vont aller à pied amener leur enfant à l'école le matin, en vélo au travail la journée et en voiture au supermarché le soir. Pour simplifier l'analyse et ne pas s'égarer dans les scénarii, nous ne traiterons que la mobilité des actifs corse utilisant leur voiture particulière sur le trajet domicile-lieu de travail.

		Unité	KONTIV 1982	MoP 1998	MoP 2002	MoP 2008	MiD 2002	MiD 2008
Part des personnes mobiles		%	82	91	91	92	85	89
Nb de trajets par jour par personne mobile			3,7	3,9	3,8	3,7	3,9	3,9
Distance par jour par personne mobile		km	37	43	42	44	45	46
Temps passé au volant par personne mobile		h:min	01:27	01:28	01:26	01:27	01:27	01:30
Distance moyenne parcourue par trajet		km	10	11,1	11	11,8	11,7	11,8
Répartition par moyen de transport	A pied	%	29	22	24	22	22	23
	En vélo	%	11	8	10	11	9	10
	En voiture particulière	%	37	45	43	42	48	47
	En covoiturage	%	13	14	14	13	13	12
	En transports en commun	%	10	10	9	11	9	9

TAB.3. ÉVOLUTION DE LA DISTRIBUTION STATISTIQUE DES USAGES DE MOBILITE EN ALLEMAGNE, 1982-2008 [29].

²⁵ **KONTIV**: Kontinuierliche Erhebung zum Verkehrsverhalten; **MoP**: Mobilitätspanel; **MiD**: Mobilität in Deutschland.

Les caractéristiques du trajet à parcourir

De manière indirecte, en fonction du besoin de mobilité exprimé par l'utilisateur du véhicule, mais aussi en fonction du choix du parcours qu'il fait (pas toujours la distance la plus courte), les caractéristiques du trajet à parcourir peuvent agir de façon active ou passive sur le mode de conduite de l'usager de véhicule électrique, et donc *in fine* sur son besoin énergétique.

D'abord, de nombreux paramètres influent sur le choix du parcours à réaliser : le temps de trajet, la qualité / sécurité du trafic (ex : évitement de bouchons, de travaux ou d'accidents) et l'envie d'amortir les déplacements (ex : détour pour une course, une visite, du covoiturage). En somme, des facteurs purement humains d'ordres décisionnel et organisationnel.

Maintenant, une fois le besoin de mobilité exprimé et le parcours choisi, à distance préétablie, d'autres facteurs liés justement au parcours à réaliser sont susceptibles d'influer sur le besoin énergétique des véhicules thermiques et électriques : la visibilité, la rampe (ou dénivelée), la sinuosité ou encore la taille des agglomérations sont d'ailleurs autant de facteurs classiques examinés pour dimensionner les projets routiers, ne serait-ce qu'en termes de temps de trajet.

Dans le cas de la Corse, objet d'étude principal de ce chapitre, ces paramètres sont tellement prépondérants qu'ils pourraient freiner ou empêcher l'adoption du véhicule électrique, pour la bonne et simple raison que le manque de visibilité, le fort dénivelé et la forte sinuosité des routes corses induit une surconsommation d'énergie qui limite d'autant l'autonomie effective disponible pour l'usager conduisant le véhicule électrique.

Ex : Typiquement, au vu de l'autonomie kilométrique limitée du véhicule électrique (150-200 km) et du dénivelé du trajet concerné, il sera difficile pour un corse de relier Ajaccio à Bastia d'une seule traite avec un véhicule électrique, quand bien même le véhicule serait pleinement chargé pour faire les 130 km séparant les deux villes. En plus, au problème de surconsommation énergétique du moteur s'ajoutera le problème de l'influence de la température (cf. Chap.3, §2-3) sur la puissance disponible en sortie de batteries, surtout à la saison froide et dans la partie centrale de l'île de Beauté.

Dans l'analyse de mobilité réalisée plus loin, il sera question de l'influence négative qu'ont ces facteurs sur un processus de relevé automatique de distances kilométriques interurbaines. De fait, l'étude d'impact réseau se restreindra aux conurbations d'Ajaccio et Bastia pour des trajets pendulaires peu sujets à l'influence de ces facteurs de dénivelé, sinuosité et visibilité.

Outre les trajets, dont l'inconnue sera résolue par le dépouillement des sondages de l'INSEE, il faut tenir compte d'autres paramètres cruciaux dépendants de l'utilisateur du véhicule, tels que la fréquence d'utilisation du véhicule, le moment ou la durée de la recharge.

La fréquence d'utilisation du véhicule

Une fois le mode de transport choisi, en réponse au besoin de mobilité exprimé, et une fois le parcours à réaliser défini, là aussi en fonction d'un grand nombre de facteurs versatiles, il s'agit d'étudier la temporalité des usages des véhicules, que ce soit à l'échelle d'une année (jours de travail, petites vacances, grandes vacances, congés payés, RTT), à l'échelle d'une semaine (jours de semaine, weekends) ou d'une journée (heures de travail, temps libre).

Suivant chaque pays, les conditions de travail, de congés et de vacances sont différentes, ce qui implique une présence sur la route et un comportement au volant à chaque fois différent d'un pays à l'autre. Par ailleurs, comme le calendrier se décale, les jours ou périodes mettant en jeu des mobilités exceptionnelles sur de longues distances (départs en vacances) ne sont jamais identiques d'une année sur l'autre dans un même pays. Très peu de données sont ainsi disponibles sur la saisonnalité des besoins de mobilité. En revanche, on a plus d'informations sur les usages de mobilité à l'échelle d'une semaine (Tab.4) ou d'un jour (Fig.8-9).

En Allemagne (Tab.4), la mobilité des conducteurs de voitures particulières est globalement plus importante le weekend qu'en cours de semaine, ce qui suggère l'usage de la voiture pour des déplacements personnels ou des loisirs. Sur la base du ratio entre la mobilité moyenne et celle observée en semaine, nous extrapolerons les résultats de calculs réalisés par la suite.

	Unité	Tous les jours	Lundi à vendredi	Samedi	Dimanche
Longueur de trajet par jour	km/jour	45,9	41,7	49,8	55,6
Durée de trajet par jour	min/jour	88,9	85,7	91,7	97,1
Nombre de trajets par jour	#/jour	3,9	4	3,8	3,1
Distance moyenne par trajet	km	11,8	10,3	13,2	17,8
90% des distances journalières parcourues sont inférieures à	km	90,1	87,3	108,8	133,8

TAB.4. VARIATION SUR UNE SEMAINE DES USAGES DE VEHICULES PERSONNELS EN ALLEMAGNE, 2010 [29].

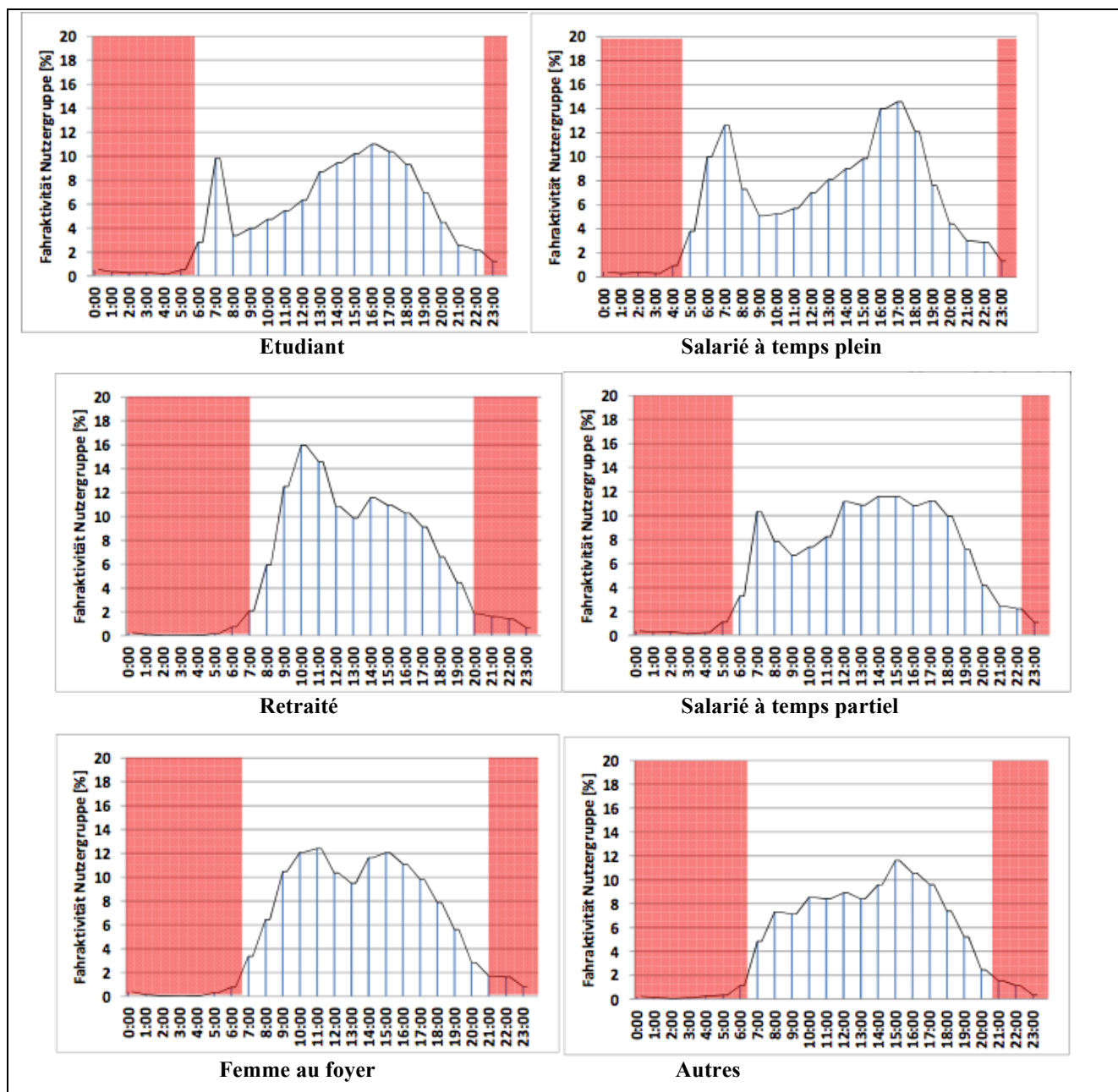


Fig.8. Distribution horaire des usages du véhicule personnel en fonction de la CSP en Allemagne, 2010 [29].

Le moment et la durée de la recharge

Aucune étude statistique existe dans la littérature qui traiterait de la temporalité des besoins énergétiques liés à la recharge des véhicules électriques, pour la simple et bonne raison que très peu de véhicules électriques ont été commercialisés à ce jour et circulent sur la route.

NB : Pour avoir ces informations, les fabricants automobiles peuvent instrumenter certains de leurs véhicules électriques et les faire conduire par des usagers qui sont assez significatifs de la population. A l'INES, une campagne d'acquisition de données est ainsi en cours avec quelques véhicules hybrides et tout électriques qui servent à la mobilité domicile-lieu de travail de certains salariés choisis exprès.

Néanmoins, en prenant le problème à l'envers, on peut supposer que l'utilisateur rechargera son véhicule électrique quand celui-ci n'est pas sur la route. On peut donc déduire avec plus ou moins de fiabilité à quel moment et pendant combien de temps la future recharge aura lieu car on connaît d'ores et déjà les périodes d'utilisation des véhicules thermiques (Fig.8-9). Dans l'absolu, un véhicule est à l'arrêt 95 à 98% du temps [30-31]. Le reste du temps, il sert à des déplacements de nature variée qui dépendent de la catégorie socio-professionnelle (CSP) du conducteur (Fig.8), de son âge, de son sexe, de sa nationalité, de son statut familial et de bien d'autres paramètres personnels qu'il ne s'agit pas ici d'investiguer dans le détail.

En Allemagne (Fig.8), le profil de mobilité varie beaucoup suivant la CSP. Globalement, les salariés à temps plein sont actifs sur une plage de temps plus large, ne laissant leur voiture au repos que de 22h30 à 4h30 alors que les retraités ne l'utilisent pas de 20h à 7h. Le matin, le pic de présence sur la route a lieu à 7h pour les étudiants et salariés, à 10h pour les retraités et 11h pour les femmes au foyer. Dans l'après-midi, on note un pic à 14h pour les retraités, 15h pour les femmes au foyer et autres CSP, 16h pour les étudiants et 17h pour les salariés à temps plein. Les salariés à temps partiel ont eux une mobilité assez uniforme de 12h à 17h.

En Autriche (Fig.9), les trajets les plus importants sont les trajets domicile/lieu de travail car ils représentent le plus long kilométrage parcouru en moyenne sur une journée, à égalité avec les déplacements professionnels (33%). Viennent en suite les trajets domicile-lieu d'études et déplacements personnels (15%) puis les trajets liés aux loisirs (4%). Les trajets domicile-lieu de travail culminent à 7h, 13h et 17h tandis que la mobilité d'étude est centrée sur 8h et 14h. Les trajets personnels présentent aussi deux pics distincts à 10h et 17h alors que les trajets de loisirs et les trajets professionnels s'échelonnent de 14h à 21h et de 8h à 18h respectivement.

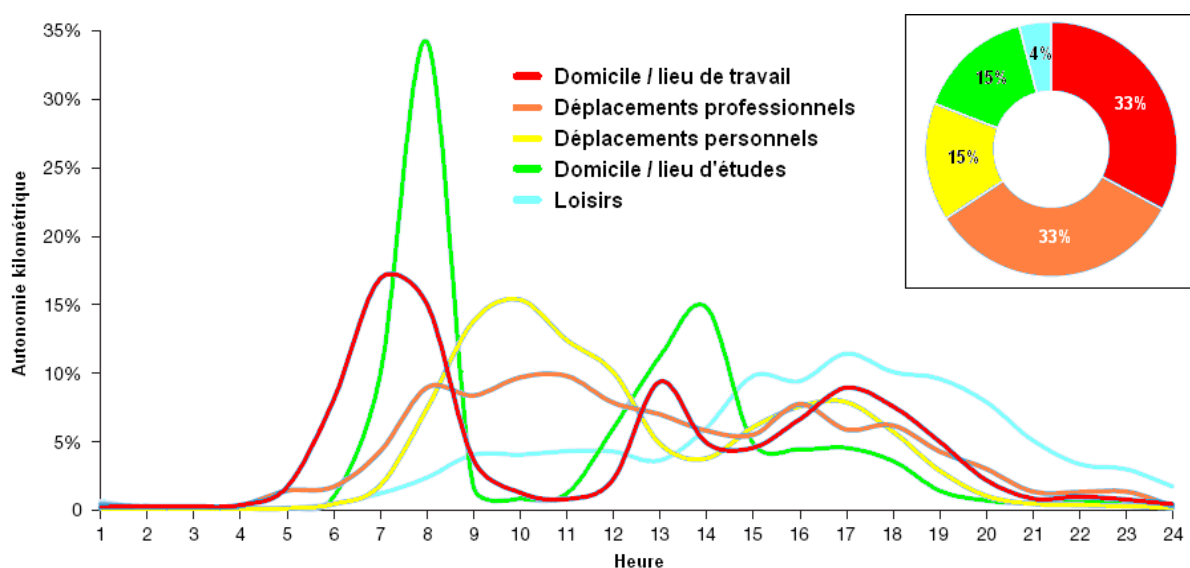


Fig.9. Profil horaire moyen des trajets d'un véhicule thermique sur une journée selon l'usage qu'il en est fait (graphe) et répartition moyenne des usages du véhicule (diagramme) ; en Autriche, d'après [7].

Les données fournies par ces deux études ne s'excluent pas ; au contraire, elles se complètent. En effet, la mobilité d'un étudiant se compose de trajets domicile-lieu d'études mais aussi de déplacements personnels et de loisirs, voire même de trajet domicile-lieu de travail s'il a un job étudiant le soir ou le weekend. Les pics observés sont donc concordants, surtout le matin. De la même manière, on note une bonne convergence des résultats pour les femmes au foyer et les retraités dont l'essentiel des déplacements est d'ordre personnel et de loisirs, en témoigne le creux de fréquence observé à 13h pour les profils correspondants.

En ce qui concerne la temporalité des usages du véhicule, là encore on remarque des résultats comparables en ce qui concerne les trajets domicile-lieu de travail qui mobilisent les usagers conducteurs sur une plus large plage de temps, de 5h à 21h. La mobilité personnelle s'étale de 7h à 20h, *i.e.* exactement aux horaires de travail des activités de service (secteur tertiaire). De fait, en supposant que le comportement des usagers conducteurs allemands et autrichiens est similaire, on comprend que la mobilité tardive (après 20h) des salariés est liée aux loisirs tandis que la mobilité des étudiants entre 9h et 12h est l'objet de déplacements personnels.

Globalement, ces profils de présence des usagers sur la route nous apprennent que le meilleur client du véhicule électrique est un retraité ou une femme au foyer, car les plages de temps qu'ils dédient à la mobilité sont les plus courtes, laissant en moyenne une période plus large pour la recharge des véhicules électriques. A l'inverse, le salarié à temps plein est le client le plus limité en termes de disponibilité puisque c'est celui qui utilise le plus longtemps et le plus fréquemment son véhicule. Ainsi, même si la distance globale parcourue est identique à celle parcourue pour les trajets professionnels (33%), il y a plus de gens qui vont au travail sur une courte distance que de gens qui font un trajet professionnel sur une longue distance.

Par ailleurs, l'information cruciale à souligner est que la majorité des trajets (96%) finissent à 20h (Fig.9), un moment où la recharge des véhicules électriques aura donc logiquement lieu. Le scénario catastrophe d'une recharge de véhicule électrique concomitante avec les pics de consommation existants a donc de fortes chances d'avoir lieu car les conducteurs de voitures s'avèrent majoritairement absents sur la route à partir de 20h. Selon le type de trajet réalisé, ils sont également susceptibles de recharger leur futur véhicule électrique durant les creux de présence sur la route observables entre 9h et 12h et entre 14h et 15h (Fig.8), ce qui en Corse correspondrait à la bosse de consommation étalée de 7h à 16h (Fig.4*).

Dans la suite de l'étude, compte-tenu de leur représentativité et des plus fortes contraintes qu'ils impliquent sur les usages de recharge des véhicules électriques, nous ne traiterons que le seul cas des déplacements en voiture particulière liés à la mobilité domicile-lieu de travail. Pour mener à bien les calculs d'impact de la recharge des véhicules électriques sur le réseau électrique corse, nous allons postuler trois scénarios de recharge distincts (cf. §3.2) :

- le premier (a) correspond au profil global de présence sur la route des voitures thermiques mais décalé de 30 min pour tenir compte du temps de parcours moyen d'un trajet unitaire ;
- le deuxième (b) correspond à la seule dernière période de trajet des voitures impliquées dans la mobilité domicile-lieu de travail, là encore décalée du temps utile pour faire ce trajet ;
- le troisième (c) correspond au même type de profil gaussien mais décalé cette fois en heure creuse, moment où la pointe est la plus faible, pour ce qui est donc une recharge intelligente.

Par la suite, il s'agira d'associer les déplacements plus ou moins longs de chaque groupe de population active aux gaussiennes définies comme pointes de consommation liées à la charge des batteries de véhicules électriques. C'est tout l'objet de l'analyse de la mobilité corse qui servira à savoir quelle distance moyenne couvre chaque jour ouvré la population active corse.

NB : La limitation à la population active s'explique aussi du fait que les seules statistiques de mobilité disponibles pour la population corse sont celles des déplacements domicile-lieu de travail. A noter que cette mobilité peut être saisonnière car liée à la forte (attr)activité touristique de l'île.

2.3 Étude paramétrique du besoin énergétique par rapport au nombre total d'utilisateurs

Pour mettre en convergence les profils de besoin énergétique liés à la recharge des véhicules électriques futurs et les profils de consommation actuels de la population corse, reste à savoir justement quelle part de la population d'usagers corses sera équipée d'un véhicule électrique et quelle sera l'évolution dans le temps du nombre total d'utilisateurs de véhicule électrique. Pour cela, nous allons nous baser sur une étude qui modélise l'évolution du taux d'insertion ou taux de pénétration des nouvelles technologies, appliqué au cas du véhicule électrique.

Le taux de pénétration du véhicule électrique sur le marché

La grande inconnue pour les fabricants de véhicules comme pour les fabricants de matériel électrique qui attendent que le marché soit prêt et réceptif avant d'augmenter leur capacité de production, c'est de savoir quel sera le modèle de marché lié à l'essor du véhicule électrique. En effet, tout investissement de production trop prématuré ou trop tardif implique un manque de rentabilité et un allongement du temps de retour sur investissement que la prévision du taux de pénétration du véhicule électrique dans le parc automobile peut réduire ou éviter.

En France métropolitaine, les prévisions en matière de pénétration des véhicules électriques diffèrent beaucoup d'un interlocuteur à l'autre :

- D'après ERDF [32] :

« Le véhicule électrique (VE) et le véhicule hybride rechargeable (VHR) suscitent un engouement, tant politique que médiatique et industriel. Cependant, à moyen terme, le parc de véhicules thermiques ne sera pas totalement renouvelé. Selon les estimations publiées par RTE, EDF, les industriels ou les pouvoirs publics, le parc automobile français ne devrait pas compter plus de 2 millions de VE ou VHR en 2020, et 4,5 millions en 2025. Pour le système électrique, cela se traduira par un soutirage supplémentaire de l'ordre de 2 TWh par an et par million de VE. »

- D'après RTE [33], en fonction du scénario choisi, le parc de véhicules électriques français varierait de 1,1 à 3,3 millions en 2020 et de 2,7 à 6,8 millions en 2025 (Fig.10).

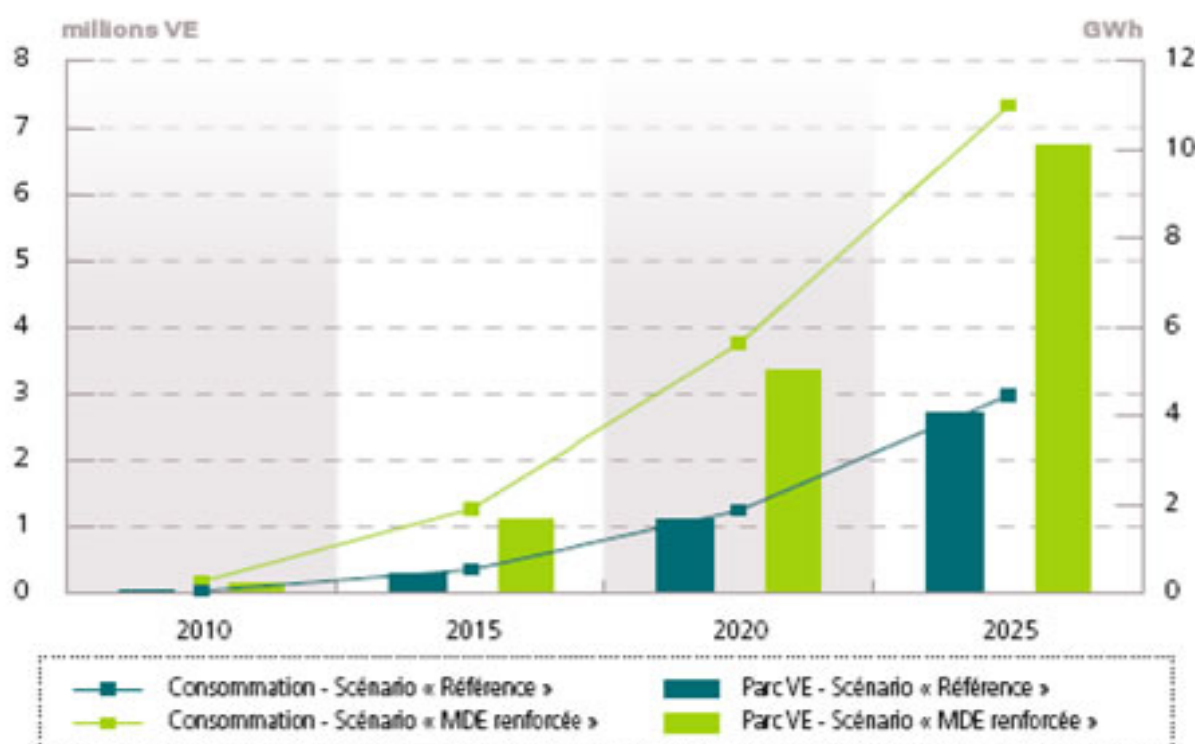


Fig.10. Perspectives d'évolution du parc de véhicules électriques particuliers, 2010 [33].

D'après l'ENTD [34], en considérant que seuls les foyers avec deux voitures ou plus (Fig.11*) vont acquérir un seul et unique VE, on peut remplacer 29 % des 32,3 millions de voitures qui équipaient les ménages en 2009, portant à 9,5 millions de VE le futur parc automobile électrique de la France. Sur ce total théorique, en considérant que 69% des gens ont une place de stationnement dédiée à leur domicile, on fait tomber à 20% la part des VE substituables au parc automobile existant, soit 6,5 millions de véhicules tout électriques. Grâce à leur meilleure autonomie, équivalente à celle des véhicules thermiques, les véhicules hybrides rechargeables (VHR) sont supposés ne pas offrir de réticence chez l'utilisateur et donc pouvoir se substituer à tout type de véhicule, que le foyer associé en ait un seul ou plusieurs. La contrainte de disponibilité d'une place de stationnement pour le charger (69 %) porte donc le parc potentiel à 22,3 millions de VHR.

Aussi rigoureux que soient le calcul des chiffres avancés par l'ENTD, il n'en reste pas moins que les valeurs du parc électrique potentiel calculées sont davantage des seuils hauts attendus que des prévisions jalonnées année après année, contrairement aux deux sources précédentes. Celles-ci étant par ailleurs discordantes et peu réalistes au vu du nombre d'immatriculations très faible constaté à ce jour pour les véhicules tout électriques (Fig.12*), il semble qu'il faille s'appuyer sur d'autres moyens pour prévoir l'évolution du marché français et *a fortiori* corse.

NB : Le marché français du véhicule électrique est très faible avec 184 ventes en 2010, 2630 en 2011 et 2271 au 1^{er} semestre 2012 [35]. Ces chiffres sont à comparer avec les ventes annuelles américaines qui étaient de 10 064 en 2011 et 4 674 au 1^{er} semestre 2012 [36]. A noter que les chiffres ont été dopés par la mise en place du service d'autopartage Autolib' à Paris : la Bluecar (Bolloré) truste ainsi 37% des nouvelles immatriculations de VE. Cependant, dans un marché global en baisse, la part des 100% électriques passe de 0,45% du marché à fin juin 2011 à 1,09% sur le premier semestre 2012 [35]. Avec une nouvelle législation incitant fiscalement à l'achat des VE, la hausse de leur part devrait continuer.

Une autre étude récente [37] menée au Royaume-Uni a retenu singulièrement mon attention. Elle se base sur les ventes de véhicule hybride pour prédire l'évolution de leur part de marché. Des modèles de diffusion (Bass ; Fisher-Pry) et croissance (linéaire ; logistique ; Gompertz) sont comparés pour modéliser l'intégration de nouvelles technologies dans la société (Fig.13*) et s'appliquer, le cas échéant, à l'évolution future des ventes de véhicules hybrides.

Le modèle de croissance logistique est représenté par l'une ou l'autre des équations²⁶ :

$$Y(t) = L / (1 + a e^{-bt}) \quad [37] \quad \text{ou} \quad Y(t) = L / (1 + e^{-b(t-a)}) \quad [38].$$

Les modèles de Fisher-Pry et de Pearl-Reed découlent du modèle logistique et peuvent servir à analyser la pénétration du marché par les équipements industriels (Fig.13*). Ils nécessitent cependant un important historique de données passées qui n'est pas disponible dans notre cas.

Le modèle de croissance de Gompertz est représenté par l'une ou l'autre des équations²⁶ :

$$Y(t) = L \exp(-a e^{-bt}) \quad [37] \quad \text{ou} \quad Y(t) = \exp(-e^{-b(t-a)}) \quad [38].$$

Créé il y a près de deux siècles pour prévoir la croissance des tumeurs [39], il a été largement repris ensuite en dehors du domaine médical. Hendry [40] l'a exploité pour modéliser par une courbe en "s" l'adoption progressive dans les foyers britanniques de la télévision et d'autres technologies innovantes (Fig.13*). En 2007, Dargay *et al.* [41] s'en sont servi pour prévoir le taux de possession d'une voiture au Royaume-Uni en 2030 (Fig.14*). L'avantage du modèle de Gompertz est sa flexibilité et sa souplesse qui permettent de *fitter* les données issues de séries temporelles en faisant varier séparément les paramètres de la régression non-linéaire.

Au vu des résultats de ces études et de la bonne adaptabilité au cas des véhicules électriques des méthodes qui y sont employées, nous retiendrons le modèle de Gompertz pour prévoir la pénétration du véhicule électrique en France et en Corse pour un scénario d'insertion élaboré. Les coefficients *a* et *b* seront tirés des études similaires et *L* sera la valeur-cible de l'ENTD.

²⁶ *Y* : population au temps *t* ; *L* : maximum de population ; *a* : coefficient de régression ; *b* : taux de croissance.

Bilan

Au final, si l'on met en regard la nature carbonée de la génération d'électricité en Corse et la temporalité attendue des futures recharges de véhicule électrique, on comprend qu'il sera à la fois contre-productif, coûteux, polluant et dangereux pour la Corse d'intégrer sur son réseau un trop grand nombre de véhicules électriques. En effet, un véhicule électrique chargé avec cette électricité verrait son bilan carbone sévèrement alourdi, annihilant ses bienfaits supposés en matière de réduction de l'effet de serre. Donc si l'on ne fait rien contre cela, le fort impact environnemental observé en Corse risque de servir de contre-exemple et, *in fine*, de desservir l'adoption et l'intégration du véhicule électrique dans le reste du pays.

Pour autant, il ne serait pas judicieux de bannir purement et simplement le véhicule électrique sur la Corse. D'une part, ce serait contraire à l'image chère aux corses d'une nécessaire préservation des valeurs et des beautés naturelles de leur territoire ; d'autre part, ce serait vécu comme un refus de modernité alors que l'île vit avec son temps et est en lien permanent avec le continent via sa diaspora et le tourisme. Ce constat est d'autant plus vrai que de nombreux touristes visitent la Corse en embarquant leur propre véhicule sur un ferry. Ne serait-ce que durant la saison touristique, le risque est donc élevé que le taux de pénétration des véhicules électriques soit aussi important sur l'île qu'en France métropolitaine, quand bien même aucun de ces véhicules ne serait vendu sur le territoire corse.

À terme, il faudra donc imaginer un parc de production et une infrastructure réseau corses qui s'adaptent à l'intégration des véhicules électriques plutôt que de penser adapter l'automobile électrique au mix énergétique corse actuellement hautement carboné. Pour ce faire, il est utile de savoir quelles conséquences concrètes l'intégration passive du véhicule électrique pourrait avoir sur la stabilité du réseau corse. C'est pourquoi j'ai entrepris d'évaluer les besoins en électricité de la recharge des véhicules électriques pour le cas particulier de l'île de Beauté.

Comme c'est un des postes les plus importants d'utilisation du transport, j'ai choisi de restreindre cette étude à l'analyse des seuls trajets domicile / lieu de travail dont les données étaient disponibles dans les statistiques de l'INSEE. L'étude a été riche d'enseignements mais, avant d'en présenter les résultats, il me semblait primordial d'en expliquer les tenants et les aboutissants, les hypothèses posées, les paramètres considérés, les approximations faites ; bref, la manière de procéder. L'intérêt de cette initiative est didactique ; il s'agit de décrire de manière structurée la réalisation pratique de l'étude, de façon à permettre au lecteur de mieux comprendre, juger, reproduire et améliorer le protocole suivi lors de la démarche scientifique.

3 Analyse de la mobilité des actifs corses sur leur trajet domicile-lieu de travail

Ce sous-chapitre sert d'assise au calcul des besoins électriques des usagers de VE ; un calcul réalisé sur la base de scénarios d'usage dont on aura auparavant arrêté la nature et justifié la pertinence. S'appuyant sur les données réelles issues de recensements, cette partie se veut donc d'autant plus didactique et rigoureuse que le choix ultérieur des scénarios d'usage sera arbitraire et discutable.

3.1 Dépouillement des données de recensement de la mobilité des actifs corses

Le recensement de la population française réalisé par l'INSEE en 2006 a permis de constituer des bases de données sur les différents flux de mobilité dont elle fait l'objet :

- les mobilités scolaires, entre domicile et lieu d'études (base DET) ;
- les mobilités professionnelles, entre domicile et lieu de travail (base DTR) ;
- les migrations résidentielles, entre lieu de résidence actuel et antérieur (base MRE).

La mobilité professionnelle nous intéresse particulièrement car, même si elle met en jeu de faibles distances unitaires, elle concerne des trajets plus réguliers et touche une population plus large que d'autres types de flux. Les trajets domicile-lieu de travail forment la part la plus importante des usages du transport particulier (Fig.9). En se projetant dans l'avenir avec le véhicule électrique qui supprime le thermique, les va-et-vient quotidiens du domicile au lieu de travail auront donc un fort impact sur les besoins en électricité qu'il s'agit ici d'évaluer.

Le fichier de mobilité exploité (Fig.15*) répertorie les déplacements domicile-lieu de travail des actifs français, y compris en Corse et outre-mer. En plus des informations qui nous intéressent, *i.e.* le code des communes de lieu de vie et de lieu de travail, ce fichier livre des informations qui ne sont pas forcément utiles à notre étude et qu'il faut écarter tels que l'âge, le poids ou même le sexe de l'actif recensé. D'autres données serviront indirectement pour filtrer le fichier et sélectionner l'échantillonnage de population qui nous intéresse pour l'étude.

Parmi les 30 indices recueillis, quatre ont servi à trier et adapter les données au champ d'application de l'étude. Nous avons imposé des modalités pour l'actif : il travaille en France dans une commune de son département de résidence ou du département limitrophe ; il utilise une voiture, un camion ou une fourgonnette pour aller travailler ; et il ne vit pas hors de son logement ordinaire. Des données non exploitables passent quand même le filtrage ; d'après le recensement (Fig.15*), des personnes vivant en Corse travailleraient ainsi en Ardèche (07) ou dans les Bouches-du-Rhône (13). Même si ces gens indiquent qu'ils utilisent comme transport la voiture, le camion ou la fourgonnette, ce n'est pas par ce moyen qu'ils se rendent au travail quotidiennement : soit il s'agit d'un travail saisonnier, soit la personne a un logement secondaire plus proche de son lieu de travail. Grâce aux numéros de département, ces cas de figure ont été écartés mais certains ont pu subsister à l'intérieur même de la Corse, comme les saisonniers qui font ponctuellement plus de 100 km pour aller travailler.

Avant le tri, le recensement comptabilisait 83 330 actifs corses répartis en Corse-du-Sud (2A) et en Haute-Corse (2B) avec une part de 42% et 58% respectivement (Tab.5). A l'issue du tri, 20% des actifs recensés ont été écartés, quelque soit le département : la répartition des actifs par département est conservée dans les mêmes rapports. Il s'agit désormais de savoir quel trajet est réalisé par les actifs recensés et sélectionnés. Une fois l'échantillonnage-cible de l'étude défini et les données le concernant isolées, il faut transformer les données brutes en données exploitables. Typiquement, on a des cellules de tableau constituées par deux matrices-colonnes indiquant la commune de départ et celle d'arrivée pour chaque actif. Or ce que l'on veut, c'est savoir combien d'actifs réalisent un trajet bien défini entre deux communes fixes : concrètement, il s'agit de remplir une matrice carrée avec le nombre de navetteurs pour chaque trajet intercommunal.

NB : Pour procéder au comptage sous Excel, on utilise les fonctions CONCATENER et NB.SI :

- CONCATENER permet d'accoler deux portions de texte pour n'en former qu'une seule ;
- NB.SI permet de compter combien de fois une certaine condition est vérifiée.

Département	2A	2B	Total
Nb actifs total	34902	48428	83330
	41,9%	58,1%	100,0%
Nb actifs considéré	27984	38961	66945
	41,8%	58,2%	100,0%
	80,2%	80,5%	80,3%

TAB.5. STATISTIQUES LIEES AU DEPOUILLEMENT ET AU TRI DES DONNEES DE LA CORSE.

Département	2A	2B	Total
Nb navetteurs intra	27683	38423	66106
	41,9%	58,1%	100,0%
	98,9%	98,6%	98,7%
Nb navetteurs inter	301	538	839
	35,9%	64,1%	100,0%
	1,1%	1,4%	1,3%

TAB.6. STATISTIQUES LIEES AU COMPTAGE DES TRAJETS.

Dans le cas cité, on compte le nombre de fois où la concaténation (*colonne "C"*) de cellules des matrices-colonnes contenant les données (*colonnes "A" et "B"*) est égale à celle des cellules-souches colonne (ex. "*G2*") et ligne (ex. "*F4*") de l'élément de matrice carrée considéré (ex. "*G4*"). A noter que le bloc matriciel sous-jacent répertorie les trajets de toutes les communes du département, ici 2A, vers certaines villes du département limitrophe, ici 2B. En appliquant ce procédé pour les deux départements corses, on constate que la quasi-totalité des actifs sélectionnés (99%) réalise la navette au sein d'un seul et même département, 2A ou 2B (Tab.6). Quoique marginaux d'apparence, on verra cependant que l'influence des trajets inter- départementaux n'est pas si négligeable.

Une fois que les occurrences de déplacement domicile / lieu de travail qui nous intéressent ont été récoltées, il faut les pondérer avec les distances correspondantes. Par la suite, les valeurs réelles et les valeurs simulées de ces distances seront ainsi confrontées et raccordées par le biais de deux modèles de calcul polynomial et linéaire dont la validité sera évaluée.

3.2 Recueil et calcul des données de distances réelles et à vol d'oiseau

Comme il faut associer une distance à chaque trajet réalisé par les actifs sélectionnés, on se propose dans un premier temps de récupérer les données calculées par le logiciel Google Earth, spécialisé dans l'information géographique et la cartographie virtuelle. Concrètement, on tabule manuellement le nom des communes de départ et d'arrivée dans les zones de saisie de la section "Itinéraire" du logiciel ; ce dernier nous retourne des explications sur le parcours routier le plus court avec force détails sur les intersections et changements de direction jalonnant le trajet (Fig.16*). Dans notre cas, on s'intéresse à l'ultime ligne d'affichage qui nous retourne la longueur totale du trajet exprimée en kilomètres sous forme d'entier (≥ 100 km) ou de décimal à un chiffre après la virgule (< 100 km).

Par défaut, en l'absence d'adresse précise, les points de départ et d'arrivée des itinéraires sont situés aux centres administratifs et non aux centres géographiques des communes correspondantes. Elles correspondent donc aux places ou aux rues jouxtant leurs mairies et hôtels de ville. On trouve assez logiquement des distances nulles pour les personnes vivant et travaillant au même endroit car les points de départ et d'arrivée d'une même commune sont identiques avec Google (Fig.17*).

Cela n'est évidemment pas fidèle à la réalité : dans une grande ville comme Ajaccio, certains actifs peuvent être amenés à parcourir jusqu'à 10 km pour se rendre sur leur lieu de travail. Le trajet intra urbain sera d'autant plus long que la ville est étendue et dense en constructions ; par conséquent, une possible amélioration consisterait à considérer la densité de population comme un paramètre influent pour affiner le modèle et calculer les portions de trajet intra urbaines jusqu'ici négligées.

La récolte des données de distances réelles via Google Earth est longue et fastidieuse à mettre en œuvre à l'échelle d'un pays, d'une région ou simplement d'un département qui compte beaucoup de communes. Afin d'automatiser le procédé et de gagner en temps de traitement, j'ai cherché à raisonner sur les distances à vol d'oiseau plutôt que sur les distances réelles. Tout l'intérêt de cette distance à vol d'oiseau ou "orthodromique" est qu'elle se calcule facilement à partir de coordonnées géographiques référencées accessibles. En effet, via son Répertoire Géographique des Communes (RGC®), l'Institut Géographique National (IGN) met à disposition un fichier texte contenant le nom, la position géographique et l'altitude des chefs-lieux de commune en France métropolitaine et dans les DOM. Par ailleurs, on y trouve des renseignements administratifs plus généraux tels que le nombre d'habitants et la surface couverte par la commune.

Diverses valeurs sont disponibles dans le RGC® : d'une part, les coordonnées angulaires (latitude, longitude, altitude) ; d'autre part, les coordonnées cartésiennes (abscisse X, ordonnée Y, cote Z). Avec le positionnement en coordonnées cartésiennes, le calcul de la distance orthodromique entre deux points de l'espace A (x_1, y_1, z_1) et B (x_2, y_2, z_2) est assez simple à mettre en œuvre :

$$AB^2 = (x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2 + (z_2 - z_1)^2$$

Il est plus délicat de calculer une distance à vol d'oiseau à partir des latitude et longitude car il faut passer en coordonnées polaires. Avec R le rayon terrestre, et $long$ l'écart de longitudes ($\varphi_2 - \varphi_1$), la formule de la distance orthodromique entre A ($lat1, \varphi_1$) et B ($lat2, \varphi_2$) s'écrit :

$$\text{arc}(AB) = R \times \arccos [\cos(lat1) \cos(lat2) \cos(long) + \sin(lat1) \sin(lat2)]$$

Pour calculer les distances à vol d'oiseau entre les communes corses faisant l'objet de déplacements domicile-lieu de travail, nous avons choisi de considérer les coordonnées cartésiennes, et plus particulièrement les coordonnées de projection planaire X et Y.

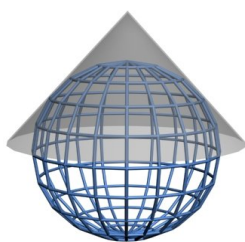


Fig. 18

Dans le fichier RGC®, on distingue divers types de coordonnées : Lambert 2, Lambert Z et Lambert 93 ; du nom du mathématicien alsacien Johann Lambert, inventeur du système de projection cartographique « conique conforme ». Dans ce système de projection "conforme" (*i.e.* qui conserve les angles), les méridiens sont des droites concourantes et les parallèles sont des arcs de cercle centrés sur le point de convergence des méridiens (Fig.18).

Par ce procédé, la carte peut être divisée en petits carrés de 1 km de côté. Mais le problème est qu'un seul cône de projection induit une trop grande déformation des parties extrêmes. Pour cartographier le territoire plus exactement, la France a donc été divisée en quatre zones ; d'où les projections Lambert I, II, III et IV qui sont longtemps restées des références (Fig.19*).

NB : Le système de projection Lambert a été adopté par l'artillerie française pendant la 1^{ère} guerre mondiale pour dessiner des cartes à grande échelle (1/20 000 et au-dessus) servant à préparer les tirs. Depuis lors, elle est devenue la projection officielle de la Belgique, de l'Estonie et de la France ainsi que pour toute carte couvrant l'Europe d'échelle inférieure ou égale au 1:500 000. Des modifications se sont ajoutées au fil du temps : Lambert II étendu, Lambert Grand champ, Lambert93 [Wikipédia].

Pour le cas de la Corse, on est tenté d'employer les données en Lambert IV, or ce n'est plus une projection légale : le décret du 26/12/2000 déclare le Lambert 93 projection officielle des cartes de France métropolitaine. C'est la projection que j'ai choisie pour le calcul de distance.

NB : Le Lambert93 utilise deux parallèles sécants : 44°N et 49°N, le méridien de référence Greenwich (3°E), le parallèle d'origine 46°30' et les coordonnées d'origine (700 000 m, 6 600 000 m). Baptisé en référence au réseau géodésique français 1993 (RGF93), l'intérêt du Lambert93 vient justement du fait que le RGF93 est : d'une part, commun à nos voisins européens de la France, car issu du European Terrestrial Reference System 1989 (ETRS89) ; d'autre part, compatible avec le World Geodetic System 1984 (WGS84) utilisé par le système de positionnement par satellite (GPS).

Concrètement, en reprenant les colonnes de coordonnées Lambert 93 du fichier RGC®, on a pu calculer les distances orthodromiques séparant les communes d'un département, sans distinction, et cela même si le trajet entre communes n'a pas été réalisé par l'un des actifs sélectionnés. De toute façon, la multiplication des cellules de la matrice-résultat par les cellules du comptage des trajets ne donne comme valeur finale que la distance cumulée des trajets effectivement réalisés par les actifs.

NB : Comme pour les distances réelles, on note que les distances des trajets intra urbains sont nulles. Ce n'est évidemment pas fidèle à la réalité car sinon les gens ne prendraient pas leur voiture ! En outre, on note que les distances orthodromiques sont logiquement plus faibles que celles réelles.

Pour accélérer un processus de calcul, il faut pouvoir associer aux valeurs réelles un modèle aussi fidèle que possible pour être réutilisé par la suite dans des cas de figure similaires. En première approche, nous avons confronté les distances réelles et théoriques parcourues par les seuls actifs travaillant à Ajaccio. En considérant les communes de départ et celles d'arrivée, nous avons alors calculé l'écart entre théorie et pratique vis-à-vis des distances parcourues (Fig.20*).

Dans un cas concret, la distance réelle est une inconnue tandis que la distance orthodromique peut être calculée. L'idée est de pouvoir déduire la distance réelle à partir de la distance orthodromique au moyen d'une loi suffisamment consensuelle et précise pour être valable indépendamment du département considéré. Sous Excel, le choix d'une loi polynomiale du 6^{ème} degré est apparu le plus pertinent et précis pour *fit*ter les écarts constatés (Fig.21*, *haut*). Pour une distance réelle inférieure à 100 km, la courbe a une allure quasi linéaire (Fig.21*, *bas*).

Ex : Avec DR et DVO distances réelle et à vol d'oiseau, $y = DR - DVO = 50 \text{ km}$ quand $x = DR = 90 \text{ km}$. On a donc : $DVO = 90 - 50 = 40 \text{ km}$ et $DR = 90 \text{ km} = 2,05 \times DVO$.

Ce calcul est retors car l'évolution de l'écart se fait vis-à-vis de la distance réelle *a priori* inconnue et non vis-à-vis de la distance orthodromique connue car calculée. Quoique difficile à exploiter numériquement, le modèle a le mérite de *fit*ter la courbe reliant les points de façon satisfaisante avec un coefficient de détermination R^2 élevé, à 97% (Fig.21*). Ce n'est pas le cas de l'évolution par rapport à la distance orthodromique : l'allure de la courbe est très erratique et la valeur du coefficient de détermination R^2 est d'à peine 75% (Fig.22*). Même si le premier modèle semblait cohérent, il ne faut toutefois pas le prendre pour acquis : outre le *fitting* de la courbe avec le modèle se pose le problème de la pondération des valeurs associées à chaque distance calculée : les erreurs d'approximation du modèle sur des trajets courts sont faibles (Fig.21*) mais, si on les multiplie par le nombre de navetteurs effectuant le trajet, on aboutit à un écart global bien plus fort que celui des trajets longs qui ont un fort écart unitaire mais sont faiblement pondérés.

Pour s'affranchir des contraintes du *fitting* et considérer non plus les seuls actifs se déplaçant à Ajaccio mais aussi ceux allant dans d'autres communes, nous avons confronté les distances cumulées respectivement réelle et orthodromique, après pondération par le nombre de navetteurs associé à chaque trajet. Quel que soit le département considéré, on voit que l'écart entre distances réelles et distances à vol d'oiseau est relativement constant, avec un rapport global de 1,6 à 1,7 entre la distance moyenne réelle et celle à vol d'oiseau (Tab.7*).

NB : Cette valeur est proche de celle utilisée en France par l'INSEE via la formule $DR = 1,4 \times DVO$.

On peut noter que les 1% de navetteurs interdépartementaux (Tab.5) contribuent à 7 et 9% des distances parcourues pour les navettes du 2A et du 2B respectivement. Ce résultat est assez logique du fait qu'il faut *a priori* parcourir plus de kilomètres pour changer de département que pour y rester. A noter que ces actifs ne seront pas les usagers-cibles les mieux adaptés pour l'adoption d'un véhicule électrique, étant donnée l'autonomie importante requise pour leurs trajets.

3.3 Résultats de l'analyse de mobilité des actifs corses

Sur 83 330 actifs corses recensés en 2006, 80% ont réalisé leur trajet domicile-lieu de travail avec leur voiture personnelle ou professionnelle et sont éligibles à l'étude technique. Parmi eux, 42% vivent en Corse-du-Sud (2A) et 58% en Haute-Corse (2B). Les trajets qu'ils font sont relativement équivalents puisqu'avec 40% en 2A et 60% en 2B, la répartition de la distance globale parcourue suit bien la répartition d'actifs dans chaque département. Bien qu'ils constituent 1% des trajets, les trajets interdépartementaux contribuent à hauteur de 8% à la distance cumulée parcourue chaque jour en Corse. La proportion 40%-60% étant respectée, les trajets interdépartementaux 2A / 2B sont *a priori* de même nature et se compensent. Numériquement, 52% des actifs du 2A travaillent à Ajaccio contre 28% des actifs du 2B à Bastia (Tab.8) ; la mobilité professionnelle est donc plus fortement polarisée par le chef-lieu en Corse-du-Sud qu'en Haute-Corse, les deux villes réunissant au total 38% des actifs corses. On note aussi que 95% des trajets vers ces villes étaient inférieurs à 50 km, 86% inférieurs à 30 km (Fig.23). Au final, et sans compter les distances intra urbaines au départ et à l'arrivée de chaque trajet, un actif corse parcourt en moyenne 13,3 km en voiture pour se rendre sur son lieu de travail, soit 26,6 km parcourus aller / retour dans une journée.

Bilan

Le dépouillement des données de recensement de la population active corse nous a permis d'établir avec une bonne précision la distance kilométrique moyenne que parcourt un actif corse pour aller de son domicile à son lieu de travail. Cette donnée sera pondérée par des taux de pénétration définis par classe d'utilisateurs en suivant une logique de baisse de l'intégration du VE avec l'éloignement.

Total	[0 ; 10[[10 ; 20[[20 ; 30[[30 ; 40[[40 ; 50[
14526	7715	2071	2640	1283	354
10850	3823	4426	1069	435	360
25376	11538	6497	3709	1718	714
Part	[50 ; 60[[60 ; 70[[70 ; 80[[80 ; 90[[90 ; 100[
51,9%	216	111	67	28	5
27,8%	270	154	155	53	40
37,9%	486	265	222	81	45
	[100 ; 110[[110 ; 120[[120 ; 130[[130 ; 140[[140 ; 150[
Ajaccio	17	4	11	2	2
Bastia	60	4	1	0	0
Total	77	8	12	2	2

TAB.8. TABLEAU DE REPARTITION DES NAVETTEURS TRAVAILLANT A AJACCIO ET BASTIA EN FONCTION DE LA DISTANCE.

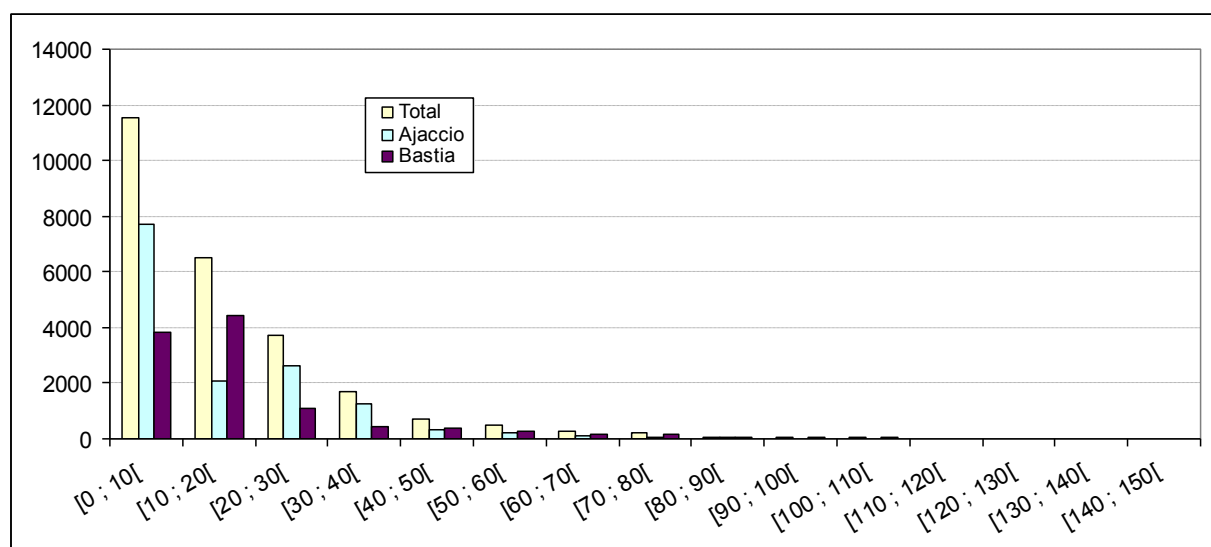


Fig.23. Diagramme de répartition des navetteurs travaillant à Ajaccio et Bastia en fonction de la distance à parcourir.

4 Impact réseau simulé d'une future mobilité électrique des actifs en Corse

Maintenant que nous connaissons la distribution des trajets parcourus par les actifs corses, nous pouvons les relier au besoin énergétique correspondant à leur mobilité. En reprenant un à un les paramètres listés précédemment intervenant dans le calcul du besoin énergétique de la recharge des véhicules électriques et en leur associant une valeur choisie au regard de la littérature sur le sujet et des avancées techniques dans le secteur, il est possible d'évaluer l'impact réseau des futures recharges de véhicule électrique dans le cadre d'une mobilité domicile-lieu de travail en Corse. Pour se faciliter la tâche, nous ne traiterons dans un premier temps que la mobilité d'actifs allant travailler : (1) en voiture ET (2) à Ajaccio ou à Bastia.

4.1 Postulat de scénarios réalistes d'usage et de recharge du véhicule électrique

Concrètement, la demande électrique unitaire d'un moteur en termes d'électricité utile à la recharge (et non en termes d'électricité utile au moteur) peut être estimée à une valeur de 150 à 300 kWh. L'hypothèse basse de 150 kWh correspond à d'excellentes performances en termes de motricité, de conversion et de stockage d'énergie, pour un modèle de VE de poids modeste et de taille réduite (ex : Smart électrique²⁷), en considérant des trajets *a priori* plats et un mode de conduite doux. En somme, ce sont des conditions idéales de fonctionnement pour le VE de niche urbaine, pas pour le VE grand public qui s'adresse à tous. Autrement dit, pour un public corse exigeant en termes de vitesse, confort, puissance et robustesse sur un modèle plutôt proche du 4x4 que de la mini-voiture, il est plus judicieux de tabler sur une consommation kilométrique élevée plus réaliste : 300 Wh/km.

La consommation dépend du poids du véhicule, de sa charge, du type de parcours et de la vitesse. La valeur de consommation est donc exprimée dans une fourchette : de 0,08 à 0,15 kWh/km pour les quadricycles à moteur et de 0,10 à 0,25 kWh/km pour les mini-voitures [OVE]. Au vu de l'état de l'art, la batterie utilisée pourrait être de technologie lithium-polymère ou lithium-ion. Pour des questions de coût et de sécurité, on privilégiera le Li-ion au LiFePO₄. Concernant la capacité de la batterie, compte-tenu du fait qu'on se focalise sur une voiture tout électrique offrant une autonomie de 100 à 150 km, les valeurs de consommation kilométrique imposent un stockage allant de 15 à 45 kWh selon qu'on considère des fourchettes basses ou hautes de consommation et d'autonomie. Dans la pratique, les véhicules proposés par Renault (24 kWh), Michelin (27 kWh) tendent autour d'une valeur-référence que je fixerai à 25 kWh.

***NB :** En réalité, on verra que les trajets quotidiens des actifs corses imposent d'eux-mêmes le besoin énergétique ; la valeur de capacité de la batterie est donc une valeur de référence pour justifier que le trajet sera fait en une fois ou, au contraire, qu'il faudra que le véhicule recharge entre temps.*

Pour ce qui est de la puissance de recharge, on a vu qu'elle peut être de 3, 7, 10, 24, 43 ou 50 kW [28,44] selon si on table sur un mode de recharge lent ou rapide ; avec prise simple ou doublée ; en monophasé, triphasé ou continu. Dans notre cas, pour montrer que l'impact est déjà important à faible puissance de recharge, et parce que l'installation d'infrastructures de recharge rapide au frais des collectivités n'est pas envisageable dans un premier temps, j'ai préconisé de faire les calculs d'impact en tenant compte d'une recharge lente sur prise secteur classique, *i. e.* 3 kW. En réalité, on a un courant maximal de 16A et une tension de 220/240 V donc on peut garantir une puissance appelée de 3,3 kW [44]. De fait, le type de recharge ne fait aucun doute à court/moyen terme : on privilégiera la recharge en courant alternatif (AC).

²⁷ La Smart consomme en moyenne 147 Wh/km en cycle normé mais jusqu'à 276 Wh/km en hiver [43].

En ce qui concerne les besoins énergétiques liés à la mobilité des actifs corses, j'ai décidé de les calculer en attribuant un taux de pénétration différent en fonction de la tranche de distance à parcourir, avec 4 catégories (Tab.9) illustrant le potentiel d'adoption du véhicule électrique vis-à-vis des réticences liées à l'autonomie kilométrique limitées de ce dernier :

- entre 0 et 10 km de trajet à parcourir, j'ai supposé que 45% des actifs sont susceptibles de posséder un véhicule électrique et d'y recourir pour aller au travail et en revenir ;
- entre 10 et 30 km de trajet à parcourir, cette part d'insertion tombe à 30% ;
- entre 30 et 50 km de trajet à parcourir, le taux de pénétration n'est plus que de 15% ;
- au-delà de 50 km à parcourir pour aller au travail, j'ai supposé qu'aucun actif n'est détenteur et usager d'un véhicule électrique, le taux de pénétration est donc nul.

Ainsi, les 8 619 véhicules électriques postulés correspondent à un taux de pénétration relatif de 34% par rapport aux 25 376 actifs travaillant à Ajaccio et Bastia. En confrontant ces taux de pénétration dégressifs avec la donnée du nombre d'actifs travaillant à Bastia et à Ajaccio, on voit que l'essentiel des usagers de véhicule électrique serait constitué par la population urbaine et périurbaine (60,2%). Les actifs vivant en agglomération s'en octroieraient un bon tiers (35,5%) alors que le reste (4,2%) appartiendrait aux actifs des communes d'arrière-pays.

De prime abord, on pourrait croire que le 34% postulé n'est pas conforme aux 20% préconisés par l'ENTD (cf. §2.3). En fait, cette valeur s'appliquait à tous les foyers possédant un véhicule, or parmi cette population on ne considère que la partie active travaillant à Ajaccio et à Bastia en 2006. De fait, vis-à-vis des 83 330 actifs recensés cette année-là (Tab.5), le taux de pénétration du VE tombe à 10% de la population active et 4,1% vis-à-vis du parc automobile corse existant²⁸.

En considérant ces hypothèses d'usage du véhicule électrique dans la population active corse, et compte-tenu de la répartition et des besoins de déplacement moyens de chaque catégorie considérée indépendamment, il apparaît que les besoins énergétiques journaliers globaux liés à la mobilité domicile-lieu de travail représentent 42 MWh de consommation additionnelle. En ramenant la production annuelle de 2 212 GWh à un jour-type, cela revient à comparer les 42 MWh des véhicules électriques aux 6 060 MWh quotidiens de la consommation globale. Autrement dit, le véhicule électrique ne va pas peser très lourd dans la balance (+0,7%) à côté de la tendance haussière naturelle de la consommation électrique corse (+3%/an). Toutefois, en considérant la fourchette de coût de production hors métropole (entre 122 et 315 €/MWh), cela représente un surcoût de production moyen de 5 100 à 13 200 €/jour *i. e.* 1,9 à 4,8 M€/an.

NB : Ces besoins sont indépendants du mode de recharge (au rendement de recharge près) et ne dépendent théoriquement que de la consommation kilométrique unitaire choisie.

Intervalle de distance parcourue	[0 ; 10[[10 ; 30[[30 ; 50[[50 ; 150[Total
Nombre total d'actifs considérés (vers Ajaccio et vers Bastia)	11538	10206	2432	1200	25376
Taux de pénétration du VE	45%	30%	15%	0%	34,0%
Nombre d'actifs usagers d'un VE	5 192	3 062	365	0	8 619
Part v/v du total d'usagers de VE (%)	60,2	35,5	4,2	0	100,0
Distance moyenne parcourue (km)	1,05	16,64	37,14	68,04	8,12
Temps de recharge moyen (h)	0,10	1,5	3,4	6,2	0,70
Besoin énergétique d'un trajet (Wh)	320	499	1 114	2 041	2 430
Besoin énergétique total (MWh)	3,28	30,6	8,13	0	42,0
Part v/v du total des besoins (%)	7,8	72,8	19,4	0	100,0

TAB.9. TABLEAU DE RESULTATS DU CALCUL DES BESOINS ENERGETIQUES DE MOBILITE DES ACTIFS CORSES POUR UN TAUX DE PENETRATION DU VEHICULE ELECTRIQUE DEGRESSIF AVEC LA DISTANCE A PARCOURIR.

²⁸ Avec une moyenne de 750 et 660 voitures par habitant [45] et une population respective de 139 362 et 159 847 habitants [46], Corse-du-Sud et Haute-Corse totalisent un parc automobile de 210 000 voitures.

Au niveau statistique, compte-tenu du taux de pénétration du VE dans cette tranche de la population active, les personnes vivant à une distance de 10 à 30 km seront les principaux émetteurs de ce besoin d'énergie (72,8%), loin devant le peu d'actifs usagers du VE qui habitent à une distance de 30 à 50 km de leur lieu de travail (19,4%), le reste (7,8%) servant à la mobilité des actifs résidents à Ajaccio et Bastia ou en périphérie. Ce résultat est révélateur qu'une grande part de la population active considérée vit à moins de 30 km des chefs-lieux de département. Il illustre le besoin de développement du parc de VE pour éviter les nuisances de la mobilité vers les centres urbains.

***NB :** Si transposer la mobilité classique à une mobilité électrique peut réduire les nuisances de bruit, d'odeur et de santé, cela ne règlera toutefois pas le problème d'embouteillage, de stationnement et de pollution visuelle. Pour cela d'autres mesures similaires à la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) sont nécessaires : une "maîtrise de la demande de transport" (MDT) s'appuyant sur les transports en commun, l'autopartage et le covoiturage. L'idée du parking-relais est aussi une solution en vogue pour désengorger le centre-ville, y compris en Corse. Un parking-relais est à l'étude [47] à l'entrée d'Ajaccio (Mezzana). Il pourrait accueillir des systèmes de recharge dédiés aux véhicules électriques.*

4.2 Outils et méthodes de calcul de l'impact réseau de la recharge du véhicule électrique

Maintenant que nous connaissons les besoins énergétiques globaux associés à la mobilité des actifs corses (pour les seules personnes allant travailler à Ajaccio et à Bastia), nous pouvons désormais nous intéresser aux effets de la temporalité de ces besoins de recharge en termes de puissance appelée sur le réseau et non plus simplement en termes d'énergie consommée.

En utilisant sous Excel la fonction de loi normale avec les paramètres de centrage et variance (Tab.10) définis à la lecture des scénarios de recharge présentés précédemment (cf. §2.2), j'ai réparti les besoins associés à chaque catégorie d'usagers selon les profils de forme gaussienne associés à la temporalité de recharge de leur véhicule électrique, demi-heure par demi-heure. À chaque fois, l'aire sous la courbe est la même et correspond à l'énergie totale requise pour la mobilité (42 MWh). Seul varie le moment auquel est prélevée cette énergie.

La Figure 24 montre l'évolution du nombre de navetteurs qui reproduit le profil de présence sur la route lié à la mobilité domicile-lieu de travail des actifs en Autriche (Fig.9). Pour chaque catégorie, la répartition du nombre de navetteurs est proportionnelle à leur besoin énergétique de recharge. À la temporalité de présence sur la route des navetteurs, on a rajouté les temps moyens de trajet afin de déterminer l'horaire du début des recharges. Selon la durée de recharge, liée au besoin moyen de chaque catégorie (Tab.9), la puissance appelée est calculée et cumulée pour l'ensemble des gens qui chargent en même temps. *In fine*, le profil de puissance (Fig.25a) est similaire au profil de présence sur route (Fig.24). La même démarche a été réalisée pour les scénarios B et C établis précédemment qui mettent en jeu respectivement une recharge directe en rentrant du travail en fin de journée (Fig.25b) et une recharge indirecte programmée la nuit au moment des heures creuses (Fig.25c).

	Sc. A	Sc. B	Sc. C
Centrage heure départ matin	7	-	-
Centrage heure départ midi	13	-	-
Centrage heure départ soir	17	19	2,5
Variance heure départ matin	0,9	-	-
Variance heure départ midi	0,7	-	-
Variance heure départ soir	1,5	1	1

TAB.10. TABLEAU DE VALEURS DES PARAMETRES DE CENTRAGE ET DE VARIANCE DES LOIS NORMALES UTILISEES POUR MODELISER LE FOISONNEMENT DES RECHARGES DE VEHICULE ELECTRIQUE.

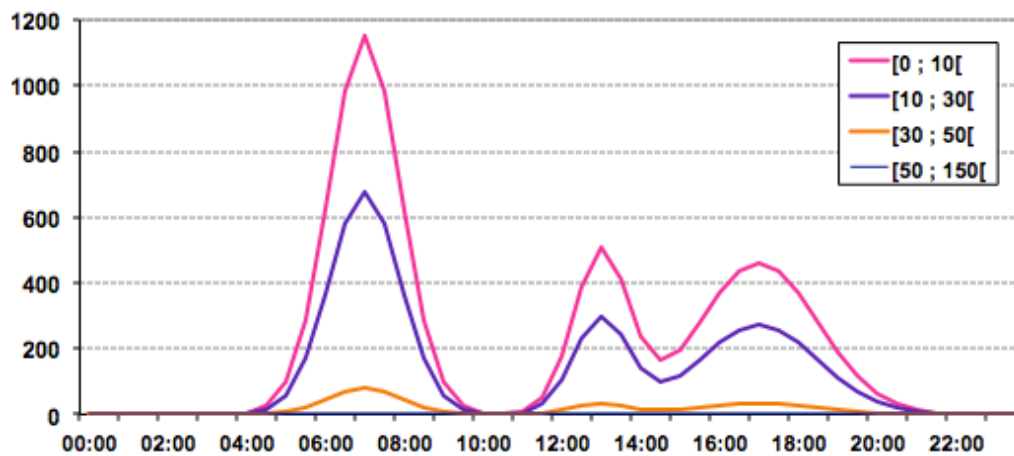


Fig.24. Répartition horaire des 34% d'actifs corses sélectionnés (*i.e.* travaillant à Ajaccio et à Bastia et équipés de voitures électriques) si l'on considère qu'ils rechargent leur véhicule à chaque arrêt (scénario A).

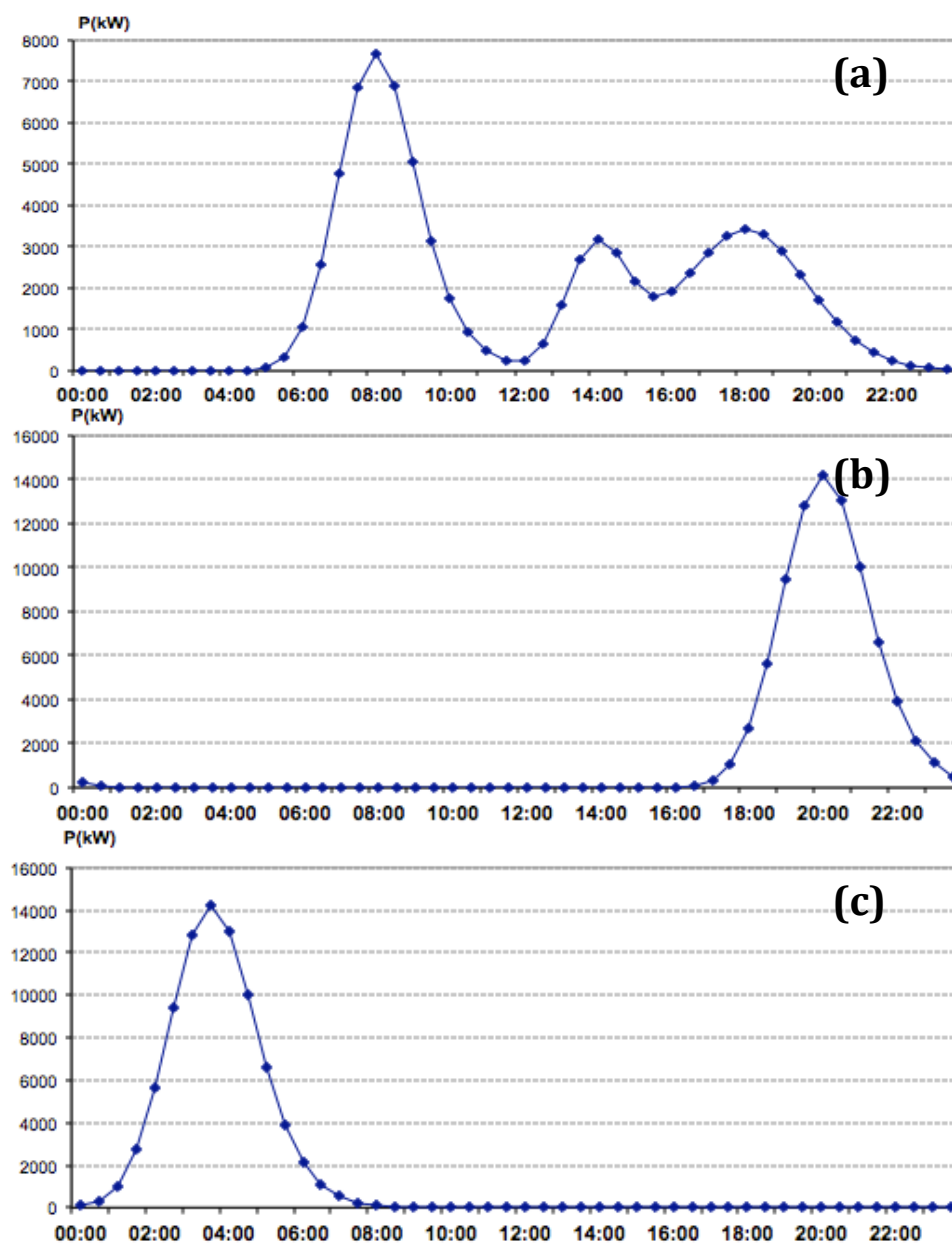


Fig.25. Puissance appelée par 34% des actifs corses sélectionnés (*i.e.* travaillant à Ajaccio et à Bastia et équipés de VE) dans le cas d'une recharge lente (3,3 kW) selon trois scénarios : (a) recharge systématique à chaque arrêt du VE ; (b) recharge « de base » en rentrant du travail, le soir (à 20h) ; (c) recharge « intelligente », la nuit (à 5h).

In fine, via le calcul de la probabilité de présence en recharge du véhicule électrique pour chaque tranche demi-horaire (calcul qui dépend pour chaque catégorie d'utilisateurs de la durée de recharge moyenne et du nombre total de navetteurs associé), il a été possible de simuler le foisonnement des recharges de véhicules électriques en répartissant les navetteurs suivant une distribution normale (Fig.26) dont les paramètres ont été fixés arbitrairement (Tab.10).

Si on passe d'une catégorie de navetteurs à l'autre, au niveau des probabilités de présence (Fig.26, colonnes C à F) comme au niveau du besoin en puissance des véhicules électriques en recharge (Fig.26, colonnes J à M), on note un léger décalage temporel. En somme, parce qu'ils ont à parcourir plus de distance et ont donc des besoins énergétiques plus importants, les navetteurs ayant à réaliser un trajet de 30 à 50 km arrivent un peu plus tard et rechargent plus longtemps leur véhicule électrique que ceux qui font 10 à 30 km, eux-mêmes décalés vis-à-vis des usagers qui travaillent à moins de 10 km de chez eux. La probabilité de recharge et la puissance appelée sont par contre nulles pour les trajets de plus de 50 km car les usagers associés ont été exclus de l'étude d'impact, faute d'autonomie kilométrique suffisante.

Au final, le besoin énergétique a été étalé à la fois selon la probabilité d'arrivée à la borne de recharge et selon la durée de cette recharge. Une durée qui est elle-même reliée à la distance parcourue (et à l'énergie consommée) via la puissance disponible à la borne de recharge. Ainsi, en augmentant la valeur de la puissance de recharge, on verra le profil d'appel de puissance se contracter légèrement à cause de la diminution de la durée de recharge induite.

NB : En considérant une recharge par jour (hypothèse de calcul importante), le besoin énergétique s'avère faible donc la durée de recharge est courte voire inférieure au pas de temps demi-horaire : pour des trajets inférieurs à 10 km et une puissance de charge de 3,3 kW, recharger son véhicule électrique dure ainsi seulement 6 min (Tab.9). Cela revient à étaler arbitrairement le besoin de puissance unitaire sur toute la plage de temps. Néanmoins, l'erreur est minimisée par le foisonnement.

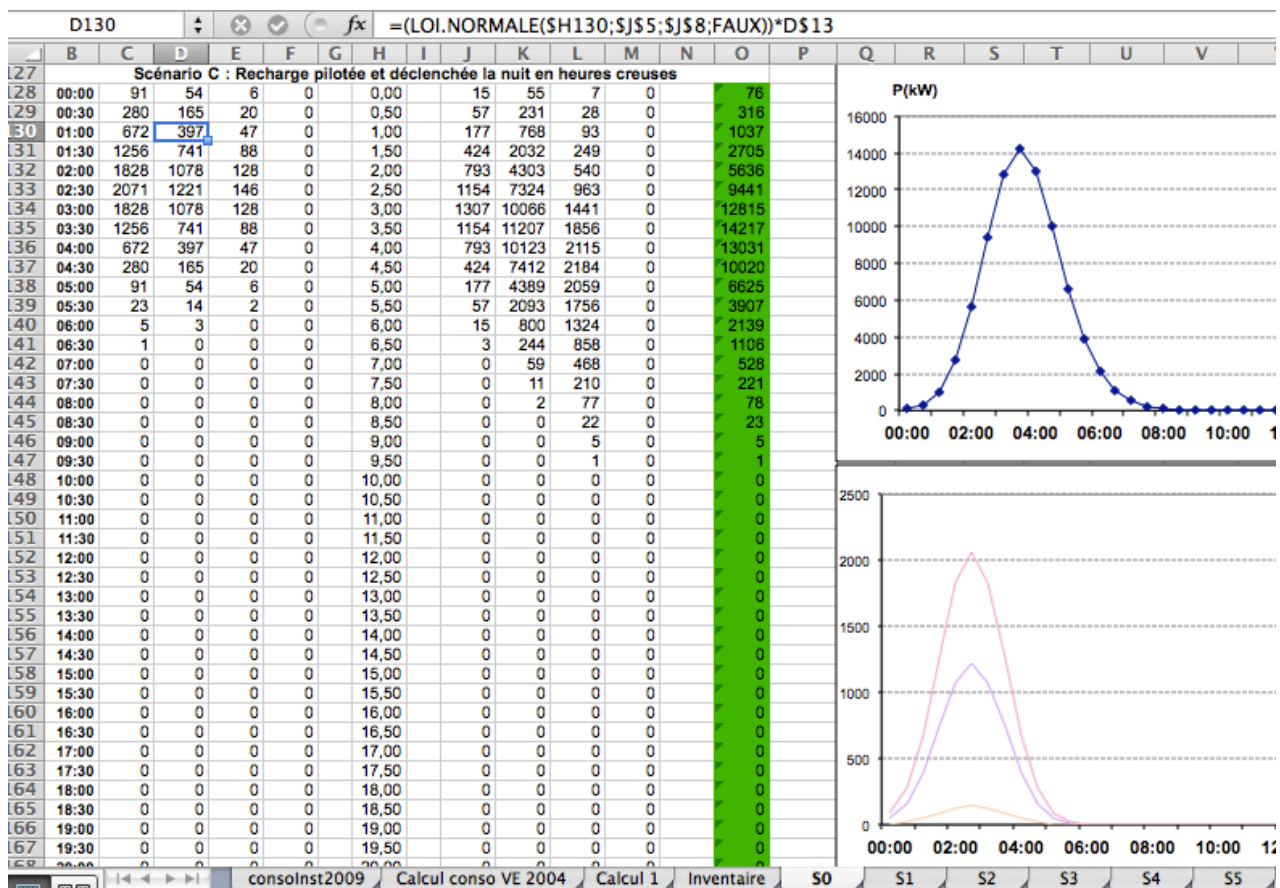


Fig.26. Aperçu du fichier Excel et de la formule de distribution normale des navetteurs par catégories.

4.3 Résultats de l'impact réseau du véhicule électrique pour le cas particulier choisi

Une fois calculés et sommés pour les quatre catégories de navetteurs (Fig.26, *colonne O*) et selon les scénarios fixés, la puissance appelée (Fig.25) pour recharger les VE de 34% des actifs corses sélectionnés (*i.e.* travaillant à Ajaccio ou à Bastia et ayant une voiture) a été ajoutée sous Excel (Fig.27) à la courbe de charge annuelle de la Corse en 2007 (Fig.3*-4*) pour former la Figure 28a. Pour juger de l'impact en temps réel, la courbe de charge incluant le besoin des VE a aussi été tracée par rapport à deux jours qui servent de référence :

- le 13 mai 2007 qui a vu la demande électrique la plus faible (Fig.28b) ;
- le 17 décembre 2007 qui a vu la demande électrique la plus forte (Fig.28c).

NB : On aurait pu comparer les appels de puissance simulés à une courbe de consommation corse moyennée sur l'année pour les seuls jours de la semaine (et hors vacances), mais cela serait revenu à négliger les trajets d'actifs liés à l'activité touristique qui ont lieu le weekend (et durant les vacances). Idem pour le 13 mai 2007 qui était un dimanche et aurait pu ne pas être considéré comme référence.

Au final, avec des paramètres d'entrée faibles, à savoir une puissance unitaire de recharge de seulement 3,3 kW et un taux de pénétration du véhicule électrique d'à peine 4,1% à l'échelle du parc automobile corse²⁹ (*i.e.* 2,9% de la population corse possède un véhicule électrique), on observe un impact réseau très variable selon le scénario de recharge utilisé (Fig.28a).

E26		=E25/1000											
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
16	Nbre VE	Conso VE											
17	Nombre véhicules	37,9%											
18													
19		Scénario A	2	1	0	0	0	0	0	1	9	49	203
20		Aja./Bas. (TP = 34%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21		Corse (TP = 34%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
22		Scénario B	35	10	2	0	0	0	0	0	0	0	0
23		Aja./Bas. (TP = 34%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24		Corse (TP = 34%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25		Scénario C	190	609	1543	3112	5044	6664	7297	6748	5361	3706	2254
26		Aja./Bas. (TP = 34%)	0	1	2	3	5	7	7	7	5	4	2
27		Corse (TP = 34%)	1	2	4	8	13	18	19	18	14	10	6
28													
29													
30													
31			00:00	00:30	01:00	01:30	02:00	02:30	03:00	03:30	04:00	04:30	05:00
32	lundi	01/01/07	286	273	257	245	231	223	217	211	208	206	209
33	mardi	02/01/07	236	219	208	200	195	191	188	189	188	189	197
34	mercredi	03/01/07	259	243	231	223	217	215	207	210	208	212	218
35	jeudi	04/01/07	268	254	242	233	222	216	213	211	213	216	221
36	vendredi	05/01/07	263	246	235	223	215	210	211	210	209	213	219
37	samedi	06/01/07	266	252	235	226	220	213	210	210	210	213	216
38	dimanche	07/01/07	261	245	233	221	212	208	204	202	203	203	204
39	lundi	08/01/07	246	233	222	214	206	199	198	197	198	201	206
40	mardi	09/01/07	247	235	221	214	219	216	209	211	208	210	215
41	mercredi	10/01/07	227	233	223	216	226	220	212	208	206	207	213
42	jeudi	11/01/07	234	224	210	203	195	192	192	193	189	196	204
43	vendredi	12/01/07	238	221	210	204	197	192	189	189	190	194	198
44	samedi	13/01/07	244	225	213	206	199	194	192	191	189	193	199
45	dimanche	14/01/07	241	228	215	204	197	190	186	184	183	185	187
46	lundi	15/01/07	232	218	207	197	190	186	182	181	182	183	191
47	mardi	16/01/07	235	220	205	199	191	189	185	184	186	190	197
48	mercredi	17/01/07	236	216	208	197	193	186	184	186	185	189	196
49	jeudi	18/01/07	241	224	211	203	197	190	188	189	187	193	199
50	vendredi	19/01/07	230	215	203	194	187	182	179	176	178	179	188
51	samedi	20/01/07	227	213	200	191	183	179	176	174	174	177	182
52	dimanche	21/01/07	228	216	203	193	187	179	177	174	174	175	178
53	lundi	22/01/07	226	212	199	190	183	180	175	176	176	179	185
54	mardi	23/01/07	231	216	203	195	189	180	177	177	179	179	189
55	mercredi	24/01/07	240	226	215	208	203	202	199	198	201	206	212
56	jeudi	25/01/07	289	276	264	250	244	238	239	236	238	240	250
57	vendredi	26/01/07	295	282	267	256	250	247	244	242	242	246	252
58	samedi	27/01/07	300	285	268	257	254	247	242	240	241	243	248
		consolInst2009	Calcul conso VE 2004 Calcul conso VE 2006 Calcul conso VE 2006 (2) +										
		Mode Normal	Prêt										

Fig.27. Aperçu du fichier Excel permettant l'élaboration des profils de charge journaliers moyens ou unitaires.

²⁹ On considère ici 8 619 voitures électriques pour 210 020 véhicules et pour 299209 habitants [45-46].

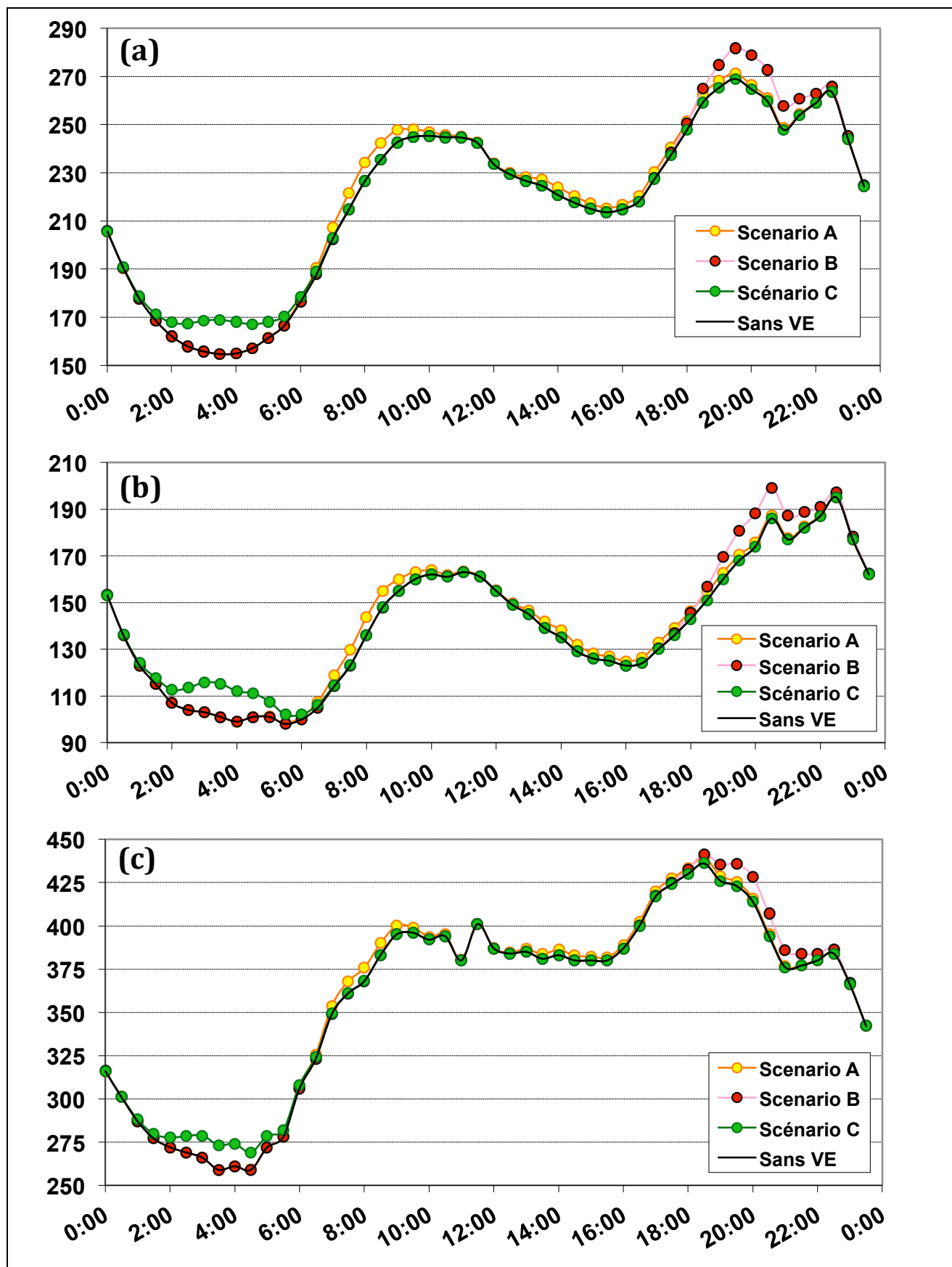


Fig.28. Puissance appelée par les usagers en recharge lente (3,3 kW) pour un taux de pénétration de 34% **chez les seuls actifs corses travaillant à Ajaccio ou Bastia** et possédant une voiture pour une courbe de charge corse :
 (a) moyennée sur l'année ; (b) un jour de demande minimale ; (c) un jour de demande maximale.

Si l'on compare les profils de puissance appelée chaque demi-heure sur un jour ouvré par rapport à la moyenne annuelle des consommations demi-horaires (Fig.28a), on note clairement que :

- le scénario d'une recharge systématique à la fin de trajets (A) conduit à étaler sur la journée les besoins de recharge, avec une très légère augmentation des pointes du matin et du soir ;
- le pire scénario est celui d'une recharge de base après le dernier trajet de la journée (B), *i.e.* exactement en même temps que la pointe de consommation corse du soir ;
- le meilleur scénario est celui du décalage nocturne de la recharge du véhicule électrique (C) car les pointes de consommation ne sont pas accentuées. Mieux, le creux de charge est aplani.

Même si elle nous apporte déjà de bons enseignements, cette analyse vis-à-vis de la moyenne sur l'année n'est pas rigoureusement exacte car la mobilité domicile-lieu de travail n'a lieu au mieux que durant les jours ouvrés (251 jours en 2006, 252 jours en 2007), *i.e.* 69% du temps. La pointe moyenne observée s'en retrouverait donc réduite d'autant de façon artificielle. Par ailleurs, le fait de moyenniser conduit à un lissage des consommations qui ne met pas en valeur l'effet réel direct de la recharge des VE sur la courbe de charge journalière. Pour ce faire, nous avons tracé ces mêmes impacts pour les deux jours extrêmes de l'année (Fig.28b-c).

Un jour de demande minimale (Fig.28b), la puissance additionnelle appelée par la recharge des VE se superpose à une période de pointe qui n'est pas le maximum appelé sur le réseau. En effet, à 20h, les 14 MW de pic du besoin de recharge (Fig.25b) lié au scénario B interviennent à un moment où la courbe de charge naturelle corse est à 174 MW contre 195 MW en pointe. Néanmoins, à 20h30, les appels de la recharge des VE mènent à un nouveau maximum global à 199 MW. Certes, cette charge totale appelée est assez facile à pallier avec le parc de production accessible au printemps, surtout de l'hydraulique peu chère et disponible en grande quantité après la fonte des neiges. Mais la difficulté est ailleurs, au niveau de la gestion du réseau et du maintien de l'équilibre du plan de tension / fréquence. Lorsque la demande évolue à la hausse, la puissance électrique est en effet plus grande que la puissance mécanique fournie par les alternateurs constitutifs du parc de production et la fréquence du réseau s'en trouve de fait diminuée [48]. Numériquement, si la puissance appelée passe de 174 à 188 MW (Fig.28b), cela représente une hausse de puissance de 8,0% alors que de 414 à 428 MW (Fig.28c), cela ne représente qu'une hausse de puissance de 3,3%.

Un jour de demande maximale (Fig.28c), le problème change. Vu la puissance appelée élevée, les machines tournantes sollicitées auront l'inertie suffisante pour pallier une chute de fréquence qui sera très légère en relatif. Par contre, on sera au maximum de sollicitation du parc de production en termes de capacité installée mobilisable. La difficulté sera donc de ne pas pouvoir satisfaire la demande en quantité, entraînant une chute de la tension jusqu'à des seuils pouvant déclencher les protections des lignes et transformateurs. Ceux-ci devront se mettre en défaut et occasionneront la propagation d'un *black-out* que seul le délestage pourra pallier. Autrement dit, il y aura une coupure de courant, événement préjudiciable tant pour l'industrie que le secteur tertiaire ou les particuliers. Sans en arriver là, le fait d'atteindre la limite de capacité de production entraînera le recours à des moyens de production en pointe plus chers et polluants, ce qui n'est pas acceptable vis-à-vis du VE.

Bilan

Sur la base de données réelles de déplacement et en émettant des hypothèses faibles de puissance de recharge et de taux de pénétration du VE parmi la population active, on peut déjà constater que la demande additionnelle de puissance liée à la recharge des véhicules électriques aura un impact non négligeable sur la stabilité du réseau électrique corse, à la fois du fait de brusques variations de la charge en cas de recharge simultanée le soir et du fait de dépassement des pics historiques de pointe de consommation qui supposent la mise en œuvre d'investissements ou de moyens d'ajustement coûteux et polluants qui iront à l'encontre du caractère écologique du véhicule électrique. Au-delà de l'aspect qualitatif, il importe désormais de bien quantifier cet impact réseau qui va changer au fur et à mesure qu'on fera varier les paramètres du calcul d'impact de la recharge des VE. C'est l'étape de l'analyse de sensibilité qui sera développée ci-après.

Zone	Variable	Unités	Total	Avec VE	Sans VE	Ratio	Taux
Ajaccio Bastia	Navetteurs	#	25 376	8 619	16 757	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	353 908	69 952	283 956	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	27,9	16,2	33,9	2,09	-
Autres	Navetteurs	#	41 569	?	?	?	?
	Distance	km/aller	536 826	?	?	?	?
	Moyenne	km/n./jour	25,8	?	?	?	-
Total	Navetteurs	#	66 945	?	?	?	?
	Distance	km/aller	890 734	?	?	?	?
	Moyenne	km/n./jour	26,6	?	?	?	-
Ratio Autres/Aj.Ba.	Navetteurs	#	1,64	?	?		
	Distance	#	1,52	?	?		
	Moyenne	#	0,93	?	?		
Taux	Navetteurs	#	37,9%	?	?		
	Distance	#	39,7%	?	?		

TAB.4-11. TABLEAU RECAPITULATIF DES VARIABLES DE CALCUL D'IMPACT CONNUES ET DE CELLES À POSTULER.

Zone	Variable	Unités	Total	Avec VE	Sans VE	Ratio	Taux
Ajaccio Bastia	Navetteurs	#	25 376	8 619	16 757	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	353 908	69 952	283 956	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	27,9	16,2	33,9	2,09	-
Autres	Navetteurs	#	41 569	14 119	27 450	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	536 826	114 590	422 236	3,68	21,3%
	Moyenne	km/n./jour	25,8	16,2	30,8	1,90	-
Total	Navetteurs	#	66 945	22 738	44 207	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	890 734	184 542	706 192	3,83	20,7%
	Moyenne	km/n./jour	26,6	16,2	31,9	1,97	-
Ratio Autres/Aj.Ba.	Navetteurs	#	1,64	1,64	1,64		
	Distance	#	1,52	1,64	1,49		
	Moyenne	#	0,93	1,00	0,91		
Taux	Navetteurs	#	37,9%	37,9%	37,9%		
	Distance	#	39,7%	37,9%	40,2%		

TAB.4-12. TABLEAU RECAPITULATIF DES VARIABLES DE CALCUL D'IMPACT SI LE TAUX D'ADOPTION DU VE ET LA DISTANCE MOYENNE PARCOURUE EN VE SONT HOMOGENES POUR TOUS LES ACTIFS CORSES (S1).

Zone	Variable	Unités	Total	Avec VE	Sans VE	Ratio	Taux
Ajaccio Bastia	Navetteurs	#	25 376	8 619	16 757	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	353 908	69 952	283 956	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	27,9	16,2	33,9	2,09	-
Autres	Navetteurs	#	41 569	14 119	27 450	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	536 826	71 671	465 155	6,49	13,4%
	Moyenne	km/n./jour	25,8	10,2	33,9	3,34	-
Total	Navetteurs	#	66 945	22 738	44 207	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	890 734	141 623	749 111	5,29	15,9%
	Moyenne	km/n./jour	26,6	12,5	33,9	2,72	-
Ratio Autres/Aj.Ba.	Navetteurs	#	1,64	1,64	1,64		
	Distance	#	1,52	1,02	1,64		
	Moyenne	#	0,93	0,63	1,00		
Taux	Navetteurs	#	37,9%	37,9%	37,9%		
	Distance	#	39,7%	49,4%	37,9%		

TAB.4-13. TABLEAU RECAPITULATIF DES VARIABLES DE CALCUL D'IMPACT SI LE TAUX D'ADOPTION DU VE ET LA DISTANCE MOYENNE PARCOURUE EN VT SONT HOMOGENES POUR TOUS LES ACTIFS CORSES (S2).

5 Extrapolation des données et analyse de sensibilité de l'impact réseau du VE en Corse

Les paramètres pris en compte dans le calcul d'impact de la recharge des VE font ici l'objet d'une analyse de sensibilité. Les variables qui influent sur le besoin de mobilité (nombre de navetteurs, distances parcourues au total et en moyenne, taux de pénétration et taux de parcours du VE), mais aussi la puissance de recharge, la consommation kilométrique unitaire ou encore la fréquence de recharge du VE seront passées en revue. Dans chaque cas, on s'intéressera à l'impact en termes de besoin énergétique global et de puissance instantanée appelée.

5.1 Analyse de sensibilité par rapport au besoin de mobilité

En élargissant l'étude d'impact aux actifs ayant une voiture et travaillant ailleurs qu'à Bastia et Ajaccio, on peut approximer l'impact réseau du véhicule électrique à l'échelle de toute la Corse, ce qui sera plus réaliste que de se limiter à ces seules villes chef-lieu de département. Cela revient à investiguer l'influence du taux de pénétration global du véhicule électrique. Toutefois, on ne peut se permettre de refaire l'analyse des distances parcourues par les actifs entre les centaines de communes corses prises deux à deux et ayant un point d'arrivée sur le lieu de travail autre qu'Ajaccio et Bastia. Il va donc falloir faire de nouvelles hypothèses par rapport aux besoins de mobilité. Mais d'abord, analysons la situation (Tab.11).

La population active corse allant au travail en voiture, évaluée à 66 945 individus (Tab.5), fait au global 890 734 km aller (Tab.7*), soit 26,6 km aller-retour par personne par jour ouvré. Parmi eux, 25 376 travaillent à Ajaccio ou Bastia (Tab.8) ; ils font au total 353 908 km aller, le double aller-retour, soit en moyenne 27,9 km par jour ouvré (Tab.9). Par déduction, les 41 569 actifs restants parcourent donc 536 826 km aller, soit en moyenne 25,8 km/jour ouvré. Si l'on s'intéresse aux statistiques, il y a 1,64 fois plus de navetteurs qui travaillent ailleurs qu'à Ajaccio et Bastia et la distance totale qu'ils parcourent est 1,52 fois plus élevée. Le taux d'actifs travaillant dans les chefs-lieux de département est de 37,9% mais la distance qu'ils font représente 39,7% de la distance globale de mobilité domicile-lieu de travail en Corse.

Parmi les navetteurs sélectionnés travaillant à Ajaccio ou à Bastia, 8 619 sont supposés avoir des véhicules électriques avec lesquels, étant donné les distances moyennes réalisées (Tab.9), ils parcourent globalement 69 952 km aller, soit en moyenne 16,2 km/personne/jour ouvré.

De fait, le reste des actifs n'ayant pas accès au véhicule électrique effectue 283 956 km aller, soit 33,9 km/navetteur/jour ouvré. En termes de ratio, il y a donc 1,94 fois plus de ces actifs qui n'ont pas de véhicule électrique vis-à-vis de ceux qui en ont. Cependant, la distance totale qu'ils réalisent est 4,06 fois plus grande. En moyenne, leur trajet est donc 2,09 fois plus long. Autrement dit, le taux d'adoption du véhicule électrique de la population d'actifs ciblée est de 34% mais leurs trajets ne représentent que 19,8% de la distance parcourue par cet échantillon.

Les actifs corses ayant une voiture et ne travaillant pas à Ajaccio et à Bastia ont un peu moins de distance à parcourir. Ils sont donc *a priori* un peu plus susceptibles d'intégrer le véhicule électrique. Mais comme ils ne vont pas vers les pôles urbains, on peut supposer qu'ils auront moins accès à la recharge rapide. Ce sera crucial pour l'analyse de sensibilité vis-à-vis de la puissance de charge.

Nous voulons désormais déterminer combien d'actifs utilisant une voiture pour aller travailler dans toute la Corse (sauf Ajaccio et Bastia) sont susceptibles d'adopter le véhicule électrique.

Zone	Variable	Unités	Total	Avec VE	Sans VE	Ratio	Taux
Ajaccio Bastia	Navetteurs	#	25 376	8 619	16 757	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	353 908	69 952	283 956	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	27,9	16,2	33,9	2,09	-
Autres	Navetteurs	#	41 569	13 074	28 495	2,18	31,5%
	Distance	km/aller	536 826	106 107	430 719	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	25,8	16,2	30,2	1,86	-
Total	Navetteurs	#	66 945	21 693	45 252	2,09	32,4%
	Distance	km/aller	890 734	176 059	714 675	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	26,6	16,2	31,6	1,95	-
Ratio Autres/Aj.Ba.	Navetteurs	#	1,64	1,52	1,70		
	Distance	#	1,52	1,52	1,52		
	Moyenne	#	0,93	1,00	0,89		
Taux	Navetteurs	#	37,9%	39,7%	37,0%		
	Distance	#	39,7%	39,7%	39,7%		

TAB.4-14. TABLEAU RECAPITULATIF DES VARIABLES DE CALCUL D'IMPACT SI LE TAUX DE PARCOURS DU VE ET LA DISTANCE MOYENNE PARCOURUE EN VE SONT HOMOGENES POUR TOUS LES ACTIFS CORSES (S3).

Zone	Variable	Unités	Total	Avec VE	Sans VE	Ratio	Taux
Ajaccio Bastia	Navetteurs	#	25 376	8 619	16 757	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	353 908	69 952	283 956	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	27,9	16,2	33,9	2,09	-
Autres	Navetteurs	#	41 569	16 151	25 418	1,57	38,9%
	Distance	km/aller	536 826	106 107	430 719	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	25,8	13,1	33,9	2,58	-
Total	Navetteurs	#	66 945	24 770	42 175	1,70	37,0%
	Distance	km/aller	890 734	176 059	714 675	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	26,6	14,2	33,9	2,38	-
Ratio Autres/Aj.Ba.	Navetteurs	#	1,64	1,87	1,52		
	Distance	#	1,52	1,52	1,52		
	Moyenne	#	0,93	0,81	1,00		
Taux	Navetteurs	#	37,9%	34,8%	39,7%		
	Distance	#	39,7%	39,7%	39,7%		

TAB.4-15. TABLEAU RECAPITULATIF DES VARIABLES DE CALCUL D'IMPACT SI LE TAUX DE PARCOURS DU VE ET LA DISTANCE MOYENNE PARCOURUE EN VT SONT HOMOGENES POUR TOUS LES ACTIFS CORSES (S4).

Zone	Variable	Unités	Total	Avec VE	Sans VE	Ratio	Taux
Ajaccio Bastia	Navetteurs	#	25 376	8 619	16 757	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	353 908	69 952	283 956	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	27,9	16,2	33,9	2,09	-
Autres	Navetteurs	#	41 569	14 119	27 450	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	536 826	106 107	430 719	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	25,8	15,0	31,4	2,09	-
Total	Navetteurs	#	66 945	22 738	44 207	1,94	34,0%
	Distance	km/aller	890 734	176 059	714 675	4,06	19,8%
	Moyenne	km/n./jour	26,6	15,5	32,3	2,09	-
Ratio Autres/Aj.Ba.	Navetteurs	#	1,64	1,64	1,64		
	Distance	#	1,52	1,52	1,52		
	Moyenne	#	0,93	0,93	0,93		
Taux	Navetteurs	#	37,9%	37,9%	37,9%		
	Distance	#	39,7%	39,7%	39,7%		

TAB.4-16. TABLEAU RECAPITULATIF DES VARIABLES DE CALCUL D'IMPACT SI LE TAUX D'ADOPTION ET LE TAUX DE PARCOURS DU VEHICULE ELECTRIQUE SONT HOMOGENES POUR TOUS LES ACTIFS CORSES (S5).

Plusieurs raisonnements sont possibles :

1 - On considère que le taux d'adoption du véhicule électrique est globalement le même pour tous les actifs corses (34,0%). A ce niveau-là, on peut déduire le nombre de navetteurs ayant ou n'ayant pas un véhicule électrique, mais on ne peut pas savoir quelle distance ils réalisent car cela supposerait de refaire l'analyse de mobilité pour cette population, ce qui est exclus.

On peut par contre postuler deux hypothèses complémentaires, à savoir qu'on garde :

- > la même distance moyenne parcourue par un usager de voiture électrique (Tab.12) ;
- > ou la même distance moyenne parcourue par un usager de voiture thermique (Tab.13).

2 - On considère que le taux de parcours du véhicule électrique est globalement le même pour tous les actifs corses (19,8%). A ce niveau-là, on peut déduire la distance totale parcourue par l'ensemble des navetteurs en fonction de leur motorisation, mais on ne peut pas connaître la répartition du nombre de ces véhicules parmi la population active considérée.

On peut par contre postuler les mêmes hypothèses complémentaires, à savoir qu'on garde :

- > la même distance moyenne parcourue par un usager de voiture électrique (Tab.14) ;
- > ou la même distance moyenne parcourue par un usager de voiture thermique (Tab.15).

NB : En jaune le paramètre fixé, en orange l'hypothèse annexe, en fond coloré les données calculées.

3 - On considère qu'à la fois le taux de pénétration (34%) et le taux de parcours (19,8%) du véhicule électrique sont identiques pour tous les actifs corses (19,8%). A ce moment-là, seule la distance moyenne parcourue évolue. C'est le cas le plus simple : on peut déduire la distance totale parcourue par l'ensemble des navetteurs en fonction de leur motorisation mais aussi la répartition du nombre de ces véhicules parmi la population active considérée (Tab.16).

NB : Au global, compte-tenu des 22 738 véhicules électriques concernés par ces scénarios, le taux de pénétration absolu du véhicule électrique dans le parc automobile est fixe et égal à 10,6%.

Catégorie de distance parcourue	[0 ; 10[[10 ; 30[[30 ; 50[[50 ; 150[Total	
Nombre de navetteurs vers Ajaccio/Bastia	11538	10206	2432	1200	25376	
Nombre de navetteurs vers d'autres lieux	18900	16718	3983	1965	41569	
Nombre total de navetteurs	30438	26924	6415	3165	66945	
Répartition (%) par catégorie S0-1-2-3-4-5	45,5%	40,2%	9,6%	4,7%	100,0%	Cible
Taux de pénétration S0-1-2-5	45,0%	30,0%	15,0%	0,0%	33,96%	34,00%
Taux de pénétration S3	41,7%	27,8%	13,9%	0,0%	31,47%	31,50%
Taux de pénétration S4	51,6%	34,4%	17,2%	0,0%	38,94%	38,90%
Nombre de véhicules électriques S0	5 192	3 062	365	0	8 619	Ratio
Nombre de véhicules électriques S1-2-5	8 505	5 015	597	0	14 118	1,64
Nombre de véhicules électriques S3	7 881	4 648	554	0	13 083	1,52
Nombre de véhicules électriques S4	9 752	5 751	685	0	16 188	1,88
Répartition (%) par catégorie S0-1-2-3-4-5	60,2	35,5	4,2	0,0	100,0	
Distance moyenne parcourue S0-1-3 (km/n.)	1,05	16,64	37,14	68,04	8,12	Ratio
Distance moyenne parcourue S2 (km/n.)	0,66	10,48	23,40	42,86	5,11	0,63
Distance moyenne parcourue S4 (km/n.)	0,85	13,48	30,08	55,11	6,57	0,81
Distance moyenne parcourue S5 (km/n.)	0,98	15,47	34,54	63,27	7,55	0,93
Durée de recharge S0-1-3 (h)	0,10	1,51	3,38	6,19	0,7	Ratio
Durée de recharge S2 (h)	0,06	0,95	2,13	3,90	0,5	0,63
Durée de recharge S4 (h)	0,08	1,23	2,73	5,01	0,6	0,81
Durée de recharge S5 (h)	0,09	1,41	3,14	5,75	0,7	0,93
Besoin énergétique unitaire S0-1-3 (kWh/n.)	0,32	4,99	11,14	20,41	2,43	Ratio
Besoin énergétique unitaire S2 (kWh/n.)	0,20	3,14	7,02	12,86	1,53	0,63
Besoin énergétique unitaire S4 (kWh/n.)	0,26	4,04	9,02	16,53	1,97	0,81
Besoin énergétique unitaire S5 (kWh/n.)	0,29	4,64	10,36	18,98	2,26	0,93
Besoin énergétique global S0 (MWh/jour)	3,28	30,57	8,13	0,00	41,97	Ratio
Besoin énergétique global S1 (MWh/jour)	5,37	50,07	13,31	0,00	68,75	1,638
Besoin énergétique global S2 (MWh/jour)	3,38	31,54	8,39	0,00	43,31	1,032
Besoin énergétique global S3 (MWh/jour)	4,97	46,40	12,34	0,00	63,71	1,518
Besoin énergétique global S4 (MWh/jour)	4,98	46,50	12,36	0,00	63,85	1,521
Besoin énergétique global S5 (MWh/jour)	4,99	46,56	12,38	0,00	63,94	1,523
Répartition (%) par catégorie S0-1-2-3-4-5	7,8	72,8	19,4	0,0	100,00	

TAB.17. TABLEAU DE VALEUR DES PARAMETRES DE CALCUL D'IMPACT SELON LES SCENARIOS S0 A S5.

Selon ces cinq cas de figure, qu'on numérottera de 1 à 5, le taux de pénétration du véhicule électrique par rapport à l'ensemble du parc automobile corse apparaît à chaque fois différent. Par conséquent, étudier l'évolution de l'impact réseau lié à ces divers cas de figures revient à faire une analyse de l'étude de sensibilité de l'impact réseau vis-à-vis du taux de pénétration.

Pour calculer l'impact réseau associé, il faut ventiler la population active corse dite « Autres » dans les quatre catégories de distance identifiées plus tôt pour les actifs travaillant à Ajaccio ou à Bastia (Tab.9). Cette donnée n'étant pas disponible, j'ai fait l'hypothèse que la répartition par catégorie était la même à l'échelle de toute la Corse (Tab.17), à savoir : 45,5% des actifs habitent à moins de 10 km de leur lieu de travail ; 40,2% travaillent à une distance de leur domicile comprise entre 10 et 30 km ; 9,6% travaillent à une distance de leur domicile comprise entre 10 et 30 km ; et 4,7% des actifs vivent à plus de 50 km de leur lieu de travail.

Ensuite, selon le scénario choisi, il s'agit de faire varier le taux de pénétration du VE parmi cette population fixe de 41 569 actifs travaillant ailleurs qu'à Ajaccio et Bastia. Les valeurs cibles étant respectivement de 31,5% (Tab.14) et 38,9% (Tab.15) pour le scénario S3 et S4, contre 34,0% (Tab.12-13, Tab.16) pour tous les autres scénarios, nous avons gardé le même ratio entre les taux de pénétration de chaque catégorie, à savoir respectivement 60,2% ; 35,5% ; 4,2% et 0% par catégorie de distance croissante (Tab.17).

En revanche, la distance moyenne parcourue par navetteur n'est pas la même selon le scénario. Pour le scénario de base, baptisé S0, comme pour les scénarios S1 et S3, elle est respectivement de 1,05 ; 16,64 (!) ; 37,14 et 68,04 km (résultat issu de l'analyse de mobilité). Pour les scénarios S2, S4 et S5, on calcule les valeurs correspondantes par le biais du ratio associé identifié aux Tables 13, 15 et 16, *i.e.* respectivement 0,63 ; 0,81 et 0,93. On retrouve également ce ratio au niveau des valeurs de durée de charge et de besoin énergétique unitaire qu'on obtient à partir de cette même distance moyenne parcourue et des valeurs constantes de la puissance de charge et de la consommation kilométrique unitaire (Tab.17).

In fine, la variation de la valeur d'au moins un des paramètres de calcul pour chaque scénario aboutit à des résultats distincts de besoin énergétique global selon le cas de figure (Tab.17). Cependant, la répartition de ce besoin par catégorie apparaît constante et suit celle observée chez les actifs travaillant à Ajaccio/Bastia : 7,8% ; 72,8% et 19,4% des besoins énergétiques de recharge sont portés par les actifs équipés de véhicule électrique et vivant respectivement à moins de 10 km, de 10 à 30 km, et de 30 à 50 km de leur lieu de travail.

Au vu du faible écart observé entre les résultats des scénarios S3 à S5 en termes de besoin énergétique global (environ 64 MWh), on peut conclure que fixer le taux de parcours des VE vis-à-vis du parc automobile global des actifs et faire varier le taux de pénétration sur une plage de 7,4% a peu d'influence sur l'impact du besoin de recharge des véhicules électriques. On peut donc éliminer les scénarios S3 et S4 qui apportent trop peu à l'analyse de sensibilité.

Au final, on garde trois scénarios S1, S2 et S5 illustratifs d'un besoin de recharge des actifs travaillant ailleurs qu'à Ajaccio/Bastia. Leur contribution à l'impact sur le réseau corse sera complémentaire de l'impact calculé précisément pour les actifs travaillant à Ajaccio/Bastia. En les additionnant au scénario de base S0, on forme trois scénarios globaux I1 à I3 destinés à évaluer l'impact réseau de recharge des véhicules électriques à l'échelle de toute la Corse.

In fine, en ayant fait varier à la fois les paramètres de nombre de navetteurs, de distance moyenne parcourue, de taux de pénétration et de taux de parcours des véhicules électriques par rapport aux autres actifs de Corse se déplaçant en voiture, on obtient 5 valeurs du besoin énergétique annuel de mobilité : 42 MWh (S0), 69 MWh (S1), 85 MWh (I2), 106 MWh (I3) et 111 MWh (I1). Leur impact en termes de puissance appelée sur le réseau par la recharge est calculé de façon analogue par catégorie de distance et par puissance de recharge (Fig.29).

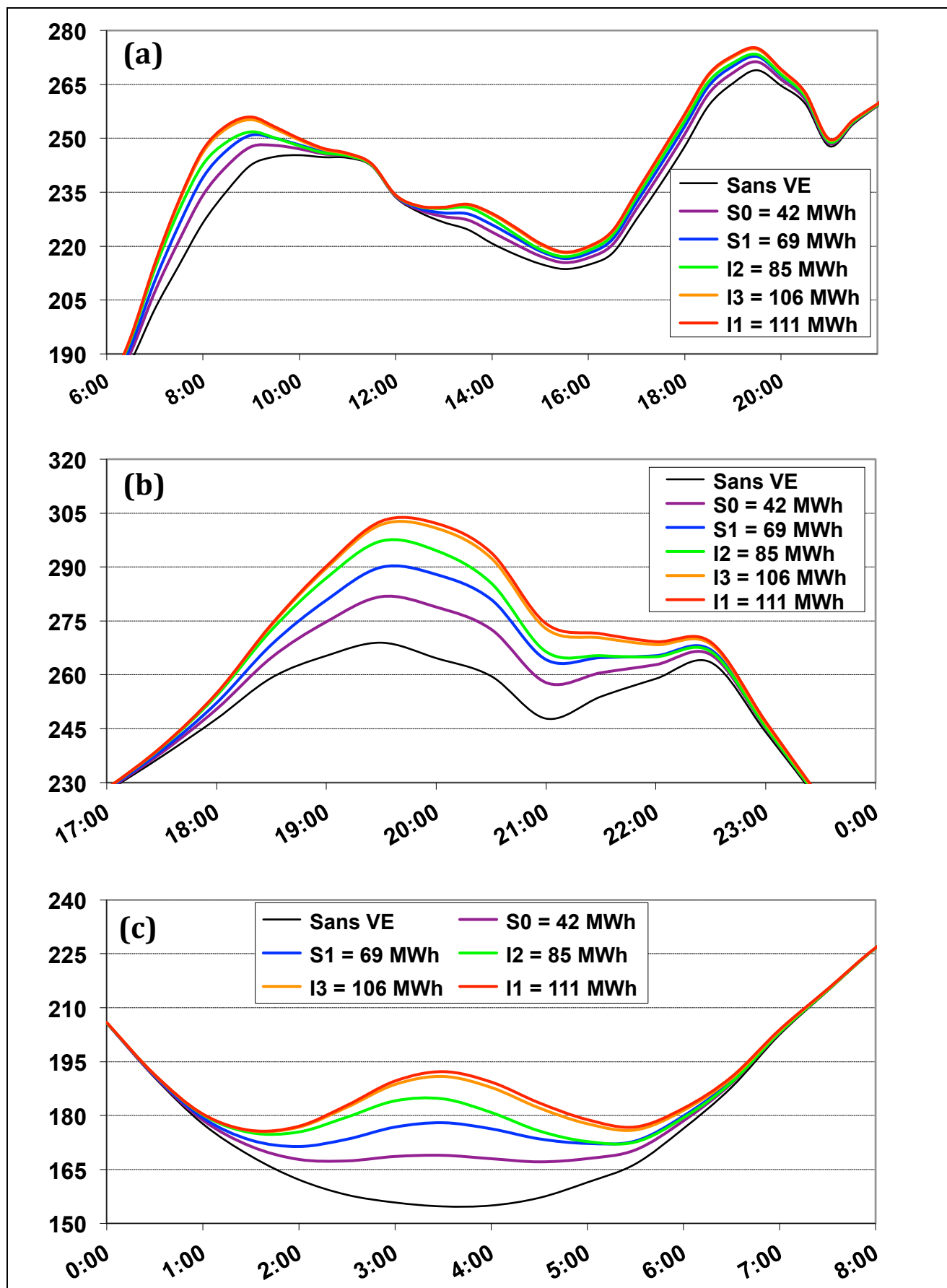


Fig.29. Variation de l'impact réseau sur la courbe de charge journalière corse (moyennée sur l'année) en fonction du besoin énergétique global pour des VE en recharge lente (3,3 kW) : scénario A, à chaque stationnement (a) ; scénario B, le soir en heures pleines (b) ; scénario C, la nuit en heures creuses (c).

La Figure 29 présente le résultat de la superposition des besoins de recharge distribués sur un jour ouvré à la courbe de charge journalière de la Corse moyennée sur l'année. A chaque fois, les profils liés aux 5 scénarios de besoin énergétique de mobilité sont représentés en fonction des temporalités choisies pour les scénarios de recharge A, B et C définis plus haut.

Fort logiquement, on observe sur les trois graphes en question que l'augmentation du besoin énergétique global de mobilité conduit à une élévation de la valeur de puissance appelée sur le réseau, quelle que soit la temporalité. Cependant, en prenant soin de garder des échelles en ordonnées comparables malgré les zooms réalisés sur les plages de temps qui nous intéressent en abscisses, on voit que le même besoin de recharge ne se traduit pas en puissance de façon analogue selon la temporalité de la recharge. Encore une fois, le scénario A d'une recharge systématique à chaque stationnement dissipe beaucoup mieux les appels de puissance que les scénarios B ou C relatifs à une recharge de base le soir ou intelligente le matin. En effet, au-delà des 4,1% de taux de pénétration du scénario S0, on voit qu'un nouveau pic se crée si la recharge est exécutée la nuit, centrée sur la même heure. Or il sera techniquement difficile d'étaler cette recharge intelligente nocturne de manière différente sur tout le territoire corse.

Concernant la pointe du soir, elle est aggravée par la recharge le soir (scénario B) avec près de 35 MW de pointe additionnelle pour le scénario de besoin énergétique le plus élevé (I1). En réalité, c'est une moyenne, l'impact réseau en temps réel n'est pas le même sur l'année : parfois les appels de puissance liés à la recharge ne s'ajoutent pas à la pointe du soir (Fig.30). Dans ce cas-ci d'un jour de demande minimale, le 13 mai 2007, c'est un maximum local de la courbe de charge corse qui se trouve accentué par les recharges des véhicules électriques, au point de devenir le maximum global dès le scénario de besoin énergétique le plus faible (S0).

Ces constatations faites pour une valeur de puissance de recharge de seulement 3,3 kW sont une confirmation de la nécessité de suivre l'intégration progressive des véhicules électriques sur le territoire corse en termes de développement des infrastructures de recharge lente, aptes à favoriser la recharge systématique (scénario A) des usagers sur prise secteur de 3,3 kW, faute de quoi les effets sur la pointe seront catastrophiques en termes d'appels de puissance, entraînant une plus grande probabilité d'indisponibilité du parc de production censé y pallier. En outre, la simulation d'impact réseau des recharges intelligentes (scénario C) montre qu'il faudra créer les outils technologiques et/ou économiques capables d'étaler l'enclenchement de ces recharges sur une plage de temps plus large que celle mise en jeu par une loi normale.

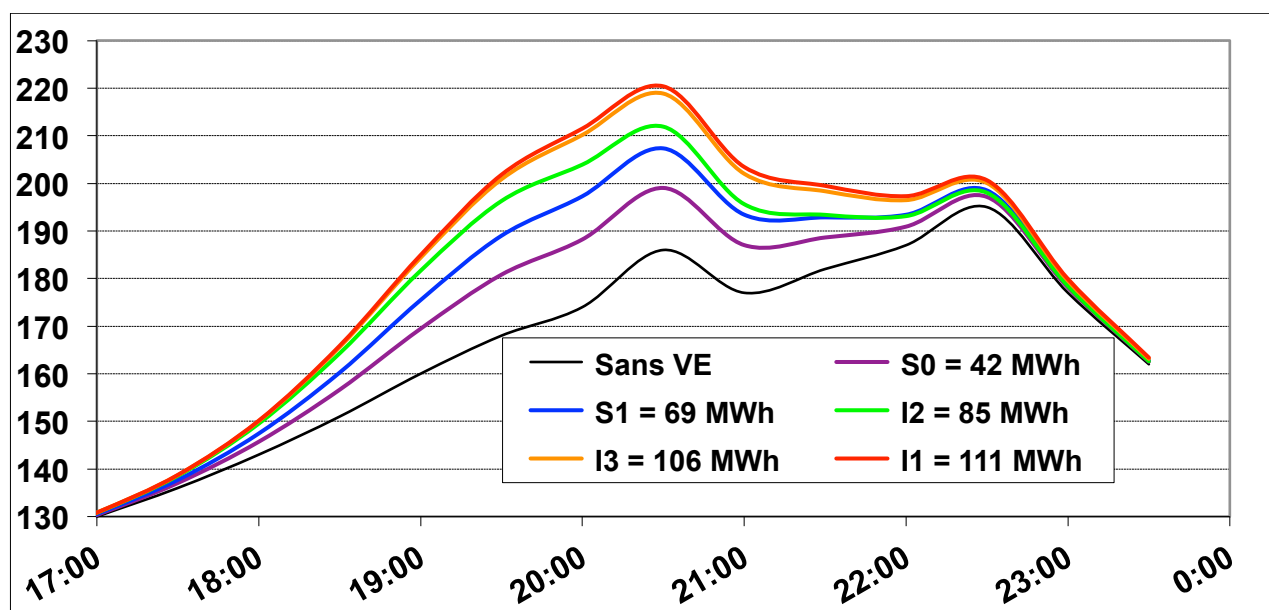


Fig.30. Variation de l'impact réseau sur la courbe de charge corse (jour de demande minimale) en fonction du besoin énergétique global pour des VE en recharge lente (3,3 kW) le soir après le dernier trajet (scénario B).

5.2 Analyse de sensibilité par rapport à la consommation kilométrique unitaire

Après avoir concerné les paramètres à l'origine du besoin de mobilité en termes pratiques, on peut faire une analyse de sensibilité plus numérique sur la variation de la valeur du paramètre de la consommation kilométrique unitaire, de manière à voir quelle influence le choix d'une valeur haute de 300 Wh/km a pu impliquer par rapport à celui d'une valeur moins importante.

Pour ce faire, et comme une consommation kilométrique plus faible entraînera logiquement des appels de puissance en recharge également plus faibles, j'ai choisi de baser l'analyse sur le profil de recharge le plus grand pour mieux visualiser l'impact d'une réduction du besoin. Concrètement, en prenant comme référence le scénario I1 pour lequel le besoin énergétique global est de 111 MWh (Tab.17) via une consommation kilométrique unitaire de 300 Wh/km, j'ai calculé cette fois-ci l'impact réseau de la recharge des véhicules électriques pour quatre autres valeurs plus faibles : 250 ; 200 ; 150 et 100 Wh/km respectivement (Fig.31).

De fait, sans changer ni le besoin de mobilité, en termes de distance moyenne ou totale, ni le nombre de navetteurs équipés de véhicules électriques, on fait évoluer proportionnellement le besoin énergétique global d'une valeur de 111 MWh à 37 MWh par intervalle de 18,5 MWh. Toutefois, si le besoin énergétique global est proportionnel, l'impact réseau qui lui est associé sur la journée ne l'est pas car les appels de puissance observés sont le fruit du recouvrement des besoins énergétiques unitaires de plusieurs recharges concomitantes. Ainsi, si le profil de puissance additionnelle paraît similaire quand on recharge à chaque stationnement (Fig.31a), on voit clairement qu'il n'est pas centré sur la même heure lorsqu'on regarde les profils liés à des recharges le soir (Fig.31b) ou la nuit (Fig.31c). En clair, plus on fixe une consommation kilométrique unitaire élevée, plus on décale dans le temps le pic de puissance appelé sur le réseau, mais toutefois de l'ordre de 15 (Fig.31b) à 30 min (Fig.31c) seulement.

Ce constat est important car, à nombre et type de véhicules électriques constants, la valeur de leur consommation kilométrique unitaire va évoluer de manière saisonnière pour un usager fixe, les périodes hivernales étant particulièrement sujettes à de fortes consommations. Ainsi, si la consommation d'une Smart électrique est d'environ 150 Wh/km à l'intersaison, il sera de 300 Wh/km en hiver, générant de fait un impact différent sur le réseau, en décalage de 10 à 25 min en fonction du scénario de charge considéré, sans prendre en compte les éventuels changements d'heure ayant eu lieu entre temps.

De la même manière, en distinguant un mode de conduite différent par sexe, par classe d'âge ou de catégorie socio-professionnelle, on peut envisager de faire varier l'impact réseau lié en fonction du type de trajet réalisé. Typiquement, on ne roule pas de la même façon pour faire un trajet domicile-lieu de travail court en semaine ou pour faire un trajet de loisir long en fin de semaine. Dans le cas qui nous intéresse, ce degré de raffinement de l'étude d'impact n'est pas fondamentalement utile mais il pourra l'être si on souhaite regarder l'impact des besoins de mobilité d'un quartier sur les appels de puissance du transformateur associé à la borne de recharge publique qu'on envisagerait d'installer. La connaissance des caractéristiques de la population environnante sera ainsi un plus très appréciable pour dimensionner au mieux toute l'infrastructure réseau et les systèmes de protection électriques adjacents.

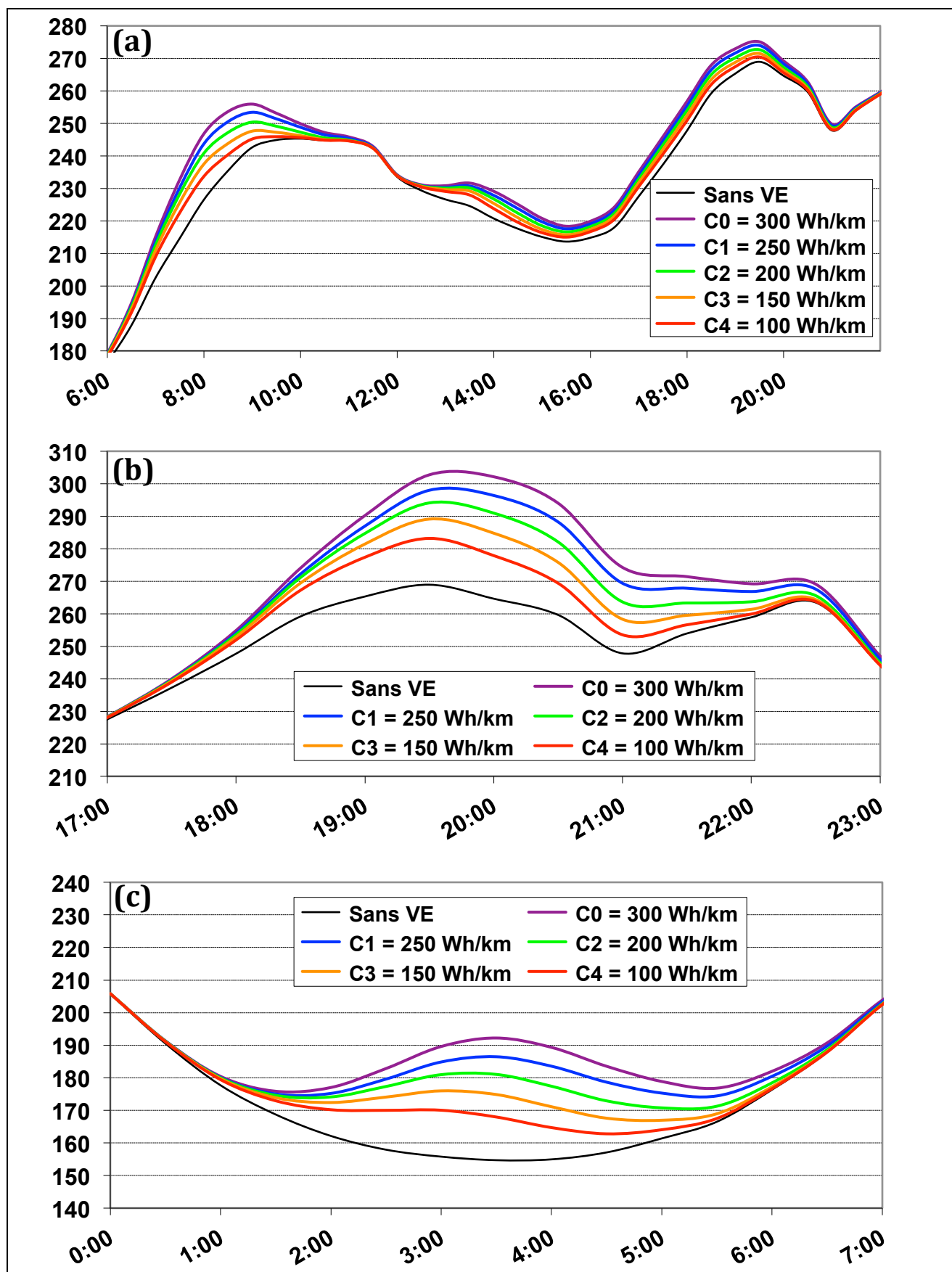


Fig.31. Variation de l'impact réseau sur la courbe de charge corse (moyenne sur l'année) en fonction de la consommation kilométrique unitaire pour des VE en charge lente (3,3 kW) : scénario A, à chaque stationnement (a) ; scénario B, le soir en heures pleines (b) ; scénario C, la nuit en heures creuses (c).

5.3 Analyse de sensibilité par rapport à la puissance de recharge

L'analyse de sensibilité par rapport à la puissance de recharge délivrée par la borne a d'abord été menée sur la base des premiers résultats d'impact réseau concernant les seuls actifs corses allant au travail en voiture à Ajaccio/Bastia car le besoin y est le plus faible (S0 / 42 MWh). Les résultats étant semblables mais mieux visibles à ce niveau de besoin énergétique, j'ai ensuite réalisé l'analyse de sensibilité dans le cas d'une extrapolation du scénario de base au reste de la Corse (I1 / 111 MWh). Dans les deux cas, 6 valeurs ont été testées conformément à l'étude paramétrique du besoin énergétique (cf. §2.1) : 3,3 ; 7 ; 10 ; 24 ; 43 et 50 kW [44].

NB : On fait ici l'hypothèse que le besoin énergétique de mobilité calculé est exactement couvert par la recharge pendant une durée déduite directement du ratio entre énergie utile et puissance délivrée. En réalité, le rendement de la recharge assimilé ici à 100% est plutôt de l'ordre de 90%. Et surtout, il décroît à mesure qu'on considère des puissances élevées. On sait qu'il peut monter à 98% pour la recharge à 3,3 kW, 93% pour celle à 7 kW [49] mais très peu de données filtrent sur le rendement de recharge rapide qui ne doit vraisemblablement pas être à l'avantage de ce type d'infrastructures.

Compte-tenu des fortes valeurs de puissance mises en jeu en recharge rapide (jusqu'à x15 par rapport à la charge lente), l'impact réseau apparaît très fortement influencé – en mal – par ce paramètre plus que par tout autre facteur influençant le calcul du besoin énergétique global. Cependant, il s'avère que les appels de puissance ne sont pas du tout proportionnels au ratio calculé entre les niveaux de puissance. La cause en est à la fois le sévère raccourcissement de la durée de recharge liée à l'augmentation du niveau de puissance (Tab.18*) et la diminution de l'effet naturel de foisonnement des recharges que permettait auparavant le recouvrement des durées de recharge : l'intégrale sous la courbe restant la même, plus on élève la puissance de recharge, plus les profils d'appels de puissance sont élevés et surtout resserrés (Fig.32*).

En traçant l'impact réseau (Fig.33) sur la courbe de charge moyenne sur l'année en fonction de la puissance de recharge pour un besoin énergétique global de recharge de 111 MWh (I1), on constate deux comportements distincts sur lesquels il me paraît très intéressant d'insister :

- globalement, la recharge rapide accroît l'acuité des pics de consommation déjà observables sur la courbe de charge corse et transforme les périodes stables ou creuses en maxima locaux (Fig.33b-c) plus élevés que ceux formés par la recharge lente ;
- dans des cas plus rares, typiquement lors de la montée en charge du matin caractéristique d'une recharge systématique des véhicules électriques à chaque arrêt (Fig.33a), la recharge rapide permet d'écarter légèrement les appels de puissance (à hauteur de 10 MW à 19h30).

Ce phénomène résulte du non recouvrement des plages de temps dédiées à la recharge, un fait dû au raccourcissement des durées de recharge lié à la plus forte puissance de recharge mise en jeu. Dans le cas présent, il faut noter qu'un biais a été introduit expliquant que les courbes relatives aux puissances de 24, 43 et 50 kW soient superposées : en choisissant un pas de temps de 30 min pour calculer l'impact réseau, je n'ai pas permis de distinguer les pics de puissance qu'on observe en réalité si la durée de recharge est inférieure à 30 min, ce qui est le cas de ces trois puissances (Tab.18*). De fait, les appels de puissance instantanés plus élevés à mesure qu'on monte en puissance se retrouvent lissés sur tout l'intervalle du pas de temps, contribuant ainsi à homogénéiser l'impact réseau simulé. Ce n'est pas une grosse erreur si on considère le grand nombre de navetteurs considéré : le foisonnement lui-même étalerait ces appels de puissance dans le temps si nous ne le faisons pas arbitrairement. Néanmoins, une différence s'observerait dès que le nombre de véhicules électriques mis en jeu dépasserait le rapport entre pas de temps et durée effective de recharge à la puissance considérée.

NB : Une alternative plausible et réaliste à ce fort et court impact journalier serait que les usagers ne rechargent pas leur véhicule tous les jours en recharge rapide mais seulement quand l'état de charge de la batterie est bas et ne leur permet plus d'assurer leur prochain trajet domicile-lieu de travail.

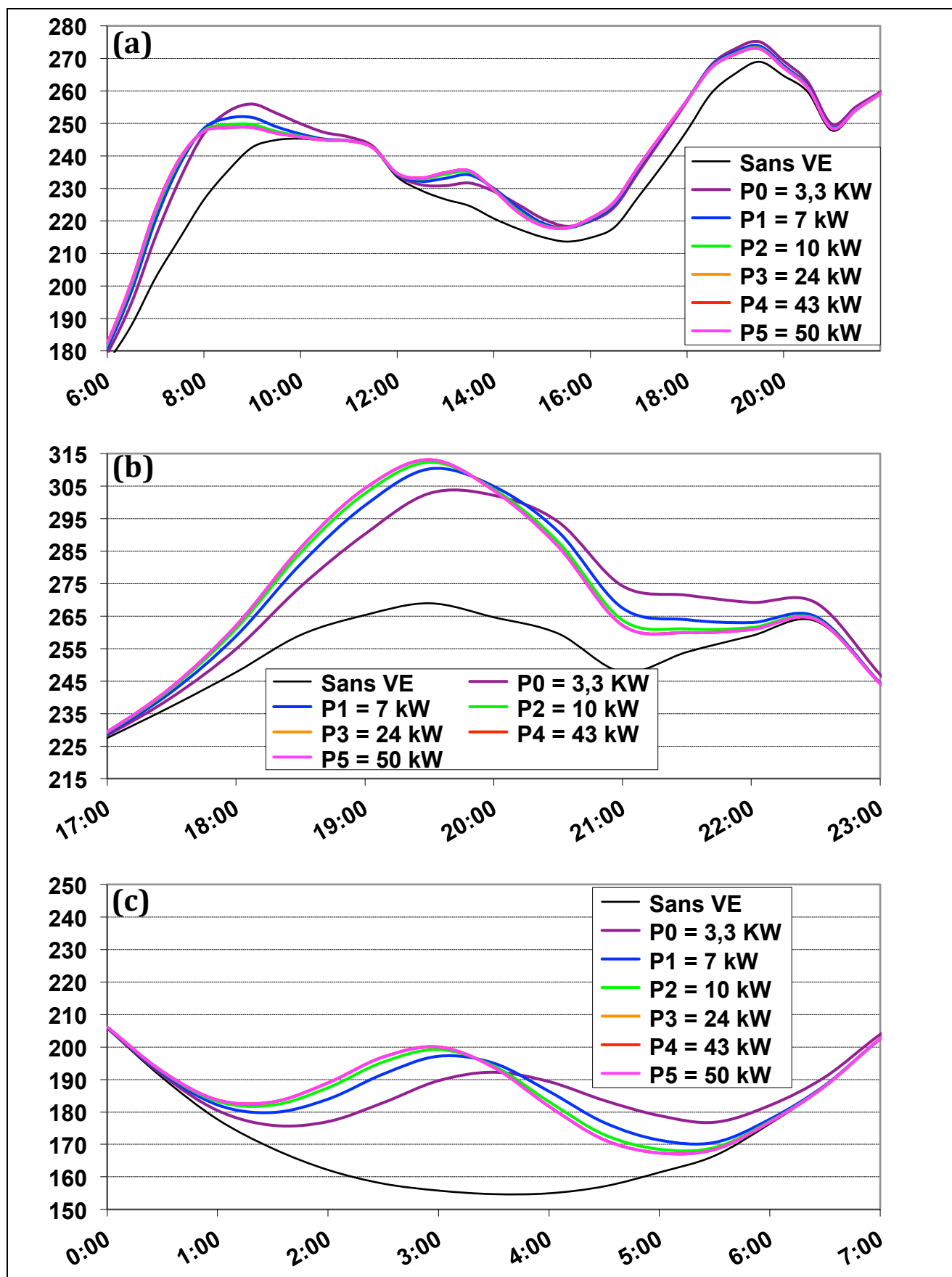


Fig.33. Variation de l'impact réseau sur la courbe de charge journalière corse (moyennée sur l'année) en fonction de la puissance de recharge pour un besoin global de recharge de 111 MWh (I1) exprimé : scénario A, à chaque stationnement (a) ; scénario B, le soir en heures pleines (b) ; scénario C, la nuit en heures creuses (c).

Globalement, on voit sur cette figure 33 que l'impact réseau généré par la recharge rapide des VE est rédhibitoire pour la gestion du réseau, à la fois en termes de variation brutale du plan de fréquence et de disponibilité du parc de production. En considérant comme référence de comparaison les courbes réelles et non plus la courbe de charge moyennée à l'année (Fig.34), on s'en rend davantage compte, surtout en chiffrant la variation de puissance appelée.

Dans le cas d'une recharge de base le soir après le dernier trajet de la journée (scénario B), pour 111 MWh consommées par 22 737 VE représentant 10,8% de taux de pénétration dans le parc automobile corse, les appels de puissance en pointe atteindront 457 MW en recharge lente et jusqu'à 468 MW en charge rapide contre 436 MW en l'absence de VE (Fig.34, *haut*). Cela représente 20 à 32 MW de pointe additionnelle à injecter en période critique, un jour de demande maximale, alors que le parc de production est déjà fortement sollicité et s'expose à des risques de défaillance ou d'indisponibilité partielle ou totale d'eau et/ou de carburant.

De même, en imaginant un enclenchement nocturne soudain (scénario C) à l'image de ce qui se fait pour les chauffe-eau électriques, on verrait soudain la courbe de charge corse passer de 100 MW à 137 MW vers 3h30 en recharge lente et de 103 à 148 MW vers 3h en recharge rapide (Fig.34, *bas*), soit une possible variation de fréquence respective de 37 et 44% vis-à-vis de la valeur référence sans VE un jour de demande minimale. C'est une valeur élevée même si l'échelle de temps est grande (à comparer avec la tolérance de 50 Hz $\pm 2\%$ sur 10 s [32]).

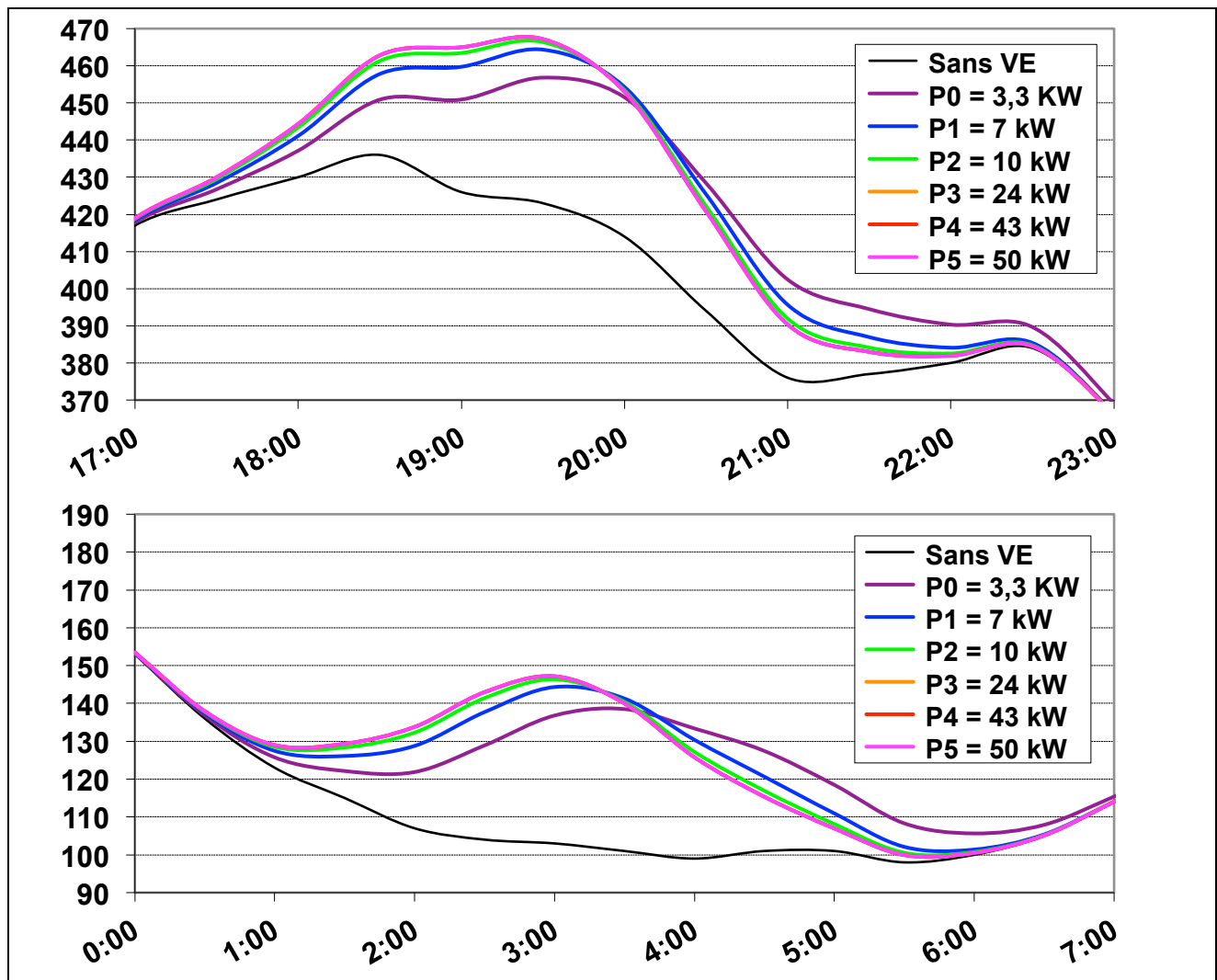


Fig.34. Influence de la puissance de charge sur l'impact réseau pour un besoin de 111 MWh (I1) exprimé le soir en heure pleine (*haut*, jour de demande maximale) et la nuit en heure creuse (*bas*, jour de demande minimale).

Bilan

L'impact réseau de la recharge des VE a été exploré vis-à-vis de 3 paramètres ; les évolutions ne sont pas linéaires à chaque modification de paramètre. Le besoin de mobilité et la consommation kilométrique ont une influence semblable en accroissant les pics en pointe le soir et en créant de nouveaux la nuit. La puissance de recharge a un impact plus intense mais moins large qui rend bénéfique la recharge rapide en matinée. Le scénario de recharge systématique est le plus favorable.

Remarque

Nous venons d'étudier l'influence du mode de recharge sur l'impact réseau de la recharge des VE en supposant que pour chaque scénario tous les actifs corses concernés auraient le même type d'infrastructures de recharge. Or l'évolution lente et progressive de la recharge rapide va sûrement faire passer les modèles commerciaux par tous les intermédiaires de gamme de puissance possibles d'ici à la recharge continue à 50 kW. Il y aura donc vraisemblablement une grande diversité d'infrastructures de recharge déployées et fonctionnelles chez les usagers quand la recharge rapide sera disponible. Des scénarios intermédiaires seraient donc utiles pour simuler leur impact.

En supposant maintenant que les systèmes de recharge rapide soient seulement disponibles en ville alors que la maison serait équipée au mieux d'une prise doublée (230 V, 32 A) fournissant 7 kW, on évaluerait le nouvel impact réseau correspondant à la mitigation des infrastructures de recharge, une sorte de mixte d'appels de puissance plus réaliste que le tout recharge lente ou tout recharge rapide. C'est un scénario affiné que je n'ai pas eu le temps d'investiguer mais qui pourra faire l'objet d'une étude ultérieure précise et rigoureuse. En gardant les besoins de mobilité des actifs corses travaillant à Ajaccio/Bastia comme base, on peut postuler le fait que la recharge des batteries de VE se fera via la charge rapide pour les périodes de stationnement en journée tandis que celle de l'après-midi ou du soir serait en recharge lente à moyenne. Auquel cas on considérerait le seul scénario A avec des puissances de recharge différentes selon le moment de la journée.

Perspectives

Pour parfaire l'analyse de sensibilité avec variation sur le paramètre du besoin de mobilité, de la consommation kilométrique unitaire ou de la puissance de charge, on aurait pu élargir le spectre d'étude jusqu'ici réduit à la seule population active corse pour l'ouvrir aux autres formes de trajets en se basant encore sur l'étude de mobilité autrichienne qui fait état de la présence des usagers sur la route et de la proportion de leurs trajets. A partir de cette donnée du besoin global, égale au triple du besoin de mobilité domicile-lieu de travail, et en utilisant le ratio allemand observé entre les jours de la semaine et du weekend, il serait possible de remonter au profil type d'appel de puissance lié cette fois-ci à la globalité des usages du véhicule électrique. Toutefois, compte-tenu du temps requis et de l'impossibilité de savoir quel type de trajet se fait quel jour de la semaine, je n'ai pas pu réattribuer à un jour ouvré les déplacements liés à d'autres natures de mobilité. D'autres hypothèses doivent être postulées dans cette optique, par exemple : 10% des trajets domicile-lieu de travail ont lieu le weekend ; 20% des trajets de loisirs et 100% des trajets d'étude ont lieu en semaine, etc.

Une autre perspective de travail serait de faire le lien entre les caractéristiques topographiques de dénivelée et de sinuosité des routes corses et le besoin d'énergie instantané des VE en fonction de la distance à parcourir et des profils de vitesse, par exemple sur la base de données enregistrées. L'intérêt principal de cette étude est de prévoir à l'avance le besoin énergétique requis par le VE au moment où l'utilisateur indique son souhait de destination. Selon l'état de charge de la batterie, un navigateur GPS intelligent se servira de données topographiques SIG et d'un modèle de calcul simple tenant compte de la sinuosité et de la dénivelée pour indiquer le parcours préférentiel à réaliser. On privilégiera par exemple un parcours plus long de 10 km mais moins pentu donc moins

énergivore si la capacité disponible ne suffit pas à couvrir le besoin envisagé. À défaut, le GPS indiquera à l'utilisateur la position des stations de recharge les plus proches jalonnant son parcours. Pour aller plus loin dans l'analyse de l'impact réseau, on aurait également pu travailler sur la question de la qualité de l'électricité et sur la disponibilité du parc de production en fonction du taux de pénétration des véhicules électriques. Plusieurs études [50-51] ont déjà analysé la sensibilité des éoliennes à vitesse fixe face aux creux de tension qui sont fréquents en Corse. Pendant les creux de tension, la vitesse de rotation de ce type de machines augmente d'une façon importante et peut amener facilement à la perte de synchronisme, un phénomène qui a lieu d'autant plus fréquemment que le taux de pénétration de la production éolienne est élevé. La limite d'insertion des systèmes photovoltaïques avait aussi été investiguée avant cela [27]. Pour le gestionnaire de réseau, la fiabilité du système électrique et la disponibilité du parc de production pour assurer la qualité et la continuité d'approvisionnement dépend du maintien constant de l'équilibre entre l'offre et la demande. Or, compte tenu de la temporalité et de la durée peu prévisibles de sa recharge, le véhicule électrique présente un caractère relativement aléatoire en termes de puissance appelée sur le réseau. De fait, le taux de pénétration du véhicule électrique sur le marché automobile français, dans notre cas le taux de conversion du parc automobile corse du thermique à l'électrique, et en particulier le taux d'insertion de ces véhicules électriques connectés au réseau pour charger (G2B) ou décharger (B2G) leurs batteries sont des paramètres susceptibles d'influer sur la sécurité du réseau électrique corse.

Plus précisément, à partir de la prévision des données de charge appelée sur le réseau et du taux d'insertion du véhicule électrique prévu en Corse par exemple via le modèle établi par Gompertz, nous pourrions étudier le risque de rupture de charge ou encore la probabilité de perte de charge liée au surplus de consommation que représenteront les futures recharges de véhicule électrique, et ce à l'échelle du territoire insulaire corse tout entier, en prenant en compte les flux migratoires très élevés liés à l'activité touristique estivale de toute la Corse. Cette donnée permettrait de tirer des conclusions quant à la nécessité de limiter le nombre de véhicules électriques présents sur le territoire corse, de réglementer la puissance fournie par les bornes de recharge ou de développer en conséquence le parc de production, par exemple au moyen de sources d'énergies renouvelables telles que le solaire photovoltaïque.

Concernant le solaire photovoltaïque, justement, une étude de l'influence positive attendue de la recharge solaire des véhicules électriques en journée permettrait de chiffrer la quantité de puissance photovoltaïque installable pour répondre à une partie du besoin de mobilité sans créer de perturbations sur le réseau électrique, par exemple via des installations telles que les ombrières photovoltaïques. Dans une région insulaire ensoleillée comme la Corse, améliorer le taux de pénétration des énergies renouvelables produisant de l'électricité constituerait un double bénéfice en termes de réponse au besoin énergétique et de réduction de la pollution. Cela suppose de prévoir un nouveau scénario de temporalité de la recharge déterminé par la disponibilité moyenne de la ressource solaire qui verrait un certain pourcentage des véhicules électriques concernés alimenté en direct par le solaire et ne prélevant donc rien sur le réseau.

Pour faire au mieux, il sera nécessaire de coupler la pénétration du véhicule électrique avec une recharge solaire ou éolienne, profitant de manière distribuée du fort potentiel d'énergie renouvelable qu'offre la Corse, par exemple à travers des systèmes de stockage stationnaires. C'est l'objet du chapitre 5 traitant du stockage stationnaire dans l'habitat solaire équipé VE.

Conclusion

La connaissance de l'impact des recharges de véhicules électriques sur le réseau électrique corse apporte de nombreux enseignements sur les paramètres qui seront les plus critiques en termes de chute du plan de tension ou de fréquence comme en termes de disponibilité du parc de production et de sécurité d'approvisionnement. Sur la base de besoins de mobilité réels exprimés dans le cadre de déplacements domicile-lieu de travail, nous avons postulé divers scénarios de recharge à la fois en termes de temporalité et de variables de calcul dont nous avons analysé la sensibilité.

Des trois scénarios temporels envisagés, la recharge systématique à chaque arrêt est la moins dommageable pour le réseau, si tant est qu'elle soit réalisée en recharge lente. À noter que la recharge rapide peut avoir un effet bénéfique insoupçonné jusqu'ici dans le cas de la pointe de consommation du matin en permettant d'écrêter légèrement le pic observé à ce moment. Toutefois, globalement, l'impact de la recharge des véhicules électriques pour des besoins énergétiques liés à la seule mobilité domicile-lieu de travail s'avère déjà préjudiciable pour le réseau, et ce même avec des hypothèses basses et des valeurs de paramètres de calcul faibles. Si le besoin énergétique en lui-même n'est pas difficile à pallier pour le parc de production corse, si ce n'est peut-être les jours où la demande est maximale, l'impact réseau en termes de puissance est lui fortement nuisible à la gestion du réseau et au maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité car les appels de puissance des véhicules électriques s'ajoutent aux pics de puissance naturels de la courbe de charge corse, surtout dans le cadre d'une recharge de base ayant lieu le soir après le dernier trajet, en revenant du travail.

L'analyse de sensibilité consistant à observer l'influence du changement de la valeur des variables intervenant dans le calcul d'impact nous indique par ailleurs que l'augmentation du taux de pénétration ou du taux de parcours des véhicules électriques induit une augmentation du besoin énergétique global de recharge qui induira un accroissement de la pointe du soir à hauteur de 5 MW par point de pénétration. Pour éviter de créer des pics de demande encore plus hauts et étroits, le mode de recharge à privilégier est la recharge lente entre 3,3 et 10 kW. En parallèle du déploiement d'infrastructures de recharge rapide qui tendront à augmenter l'impact réseau de la recharge des véhicules électriques, les progrès technologiques en termes de consommation kilométrique unitaire permettront de réduire le préjudice subi par le réseau en réduisant globalement le besoin énergétique global de recharge. Réduire la valeur de ce paramètre passe par l'amélioration des performances des batteries et moteurs électriques, mais aussi par la réduction de la consommation des auxiliaires, la diminution du poids global du véhicule et l'augmentation du rendement de recharge, notamment en recharge rapide. Autrement dit, l'effort de recherche ne doit pas reposer que sur l'augmentation de l'énergie spécifique des batteries mais aussi sur les infrastructures de conversion de l'électricité.

La recharge d'un parc important de voitures électriques sera sans conteste un poste majeur de consommation d'électricité en France à moyen terme, d'ici 2020. Si le besoin total annuel en énergie que nécessitera ce parc de voitures est facilement identifiable et peut être satisfait en théorie par le parc de production existant, il s'avère que la manière dont est appelée cette énergie pourra générer de graves perturbations en termes de gestion des réseaux électriques. Selon la façon dont elle sera sollicitée par les utilisateurs, la charge des véhicules électriques entraînera ainsi des appels de puissance importants au niveau national (réseaux de transports d'électricité) comme au niveau local (réseaux de distribution d'électricité). Le cas de la Corse illustre bien la criticité de la nature de l'approvisionnement énergétique utile à la recharge des véhicules électriques. Avec des hypothèses pourtant basses de puissance appelée et de taux de pénétration sur le marché automobile, le caractère écologique du véhicule électrique est remis en question dans cette zone géographique fortement dépendante des énergies fossiles, justifiant de fait leur association à de la production photovoltaïque au sein de l'habitat solaire.

Références

- [1] W. Kempton and S. E. Letendre “Electric vehicles as a new power source for electric utilities”, *Transportation Research Part D*, Vol. 2, No. 3, pp 157-175, Sept. 1997 [[Lien](#)].
- [2] W. Kempton and J. Tomić “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue”, *Journal of Power Sources*, Vol. 144, No. 1, pp 268-279, June 2005 [[Lien](#)].
- [3] W. Kempton and J. Tomić “Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy”, *Journal of Power Sources*, Vol. 144, No. 1, pp 280-294, June 2005 [[Lien](#)].
- [4] J. Weinert, J. Ogden, D. Sperling, and A. Burke, “The future of electric two-wheelers and electric vehicles in China“, *Energy Policy*, Vol. 36, No. 7, pp 2544-2555, July 2008 [[Lien](#)].
- [5] Rona Webster, “Can the electricity distribution network cope with an influx of electric vehicles?”, *Journal of Power Sources*, Vol. 80, No. 1-2, pp 217-225, July 1999 [[Lien](#)].
- [6] K. Nansai, S. Tohno, M. Kono, M. Kasahara, ”Effects of electric vehicles (EV) on environmental loads with consideration of regional differences of electric power generation and charging characteristic of EV users in Japan”, *Applied Energy*, Vol. 71, pp 111-125, Feb. 2002 [[Lien](#)].
- [7] PriceWater Coopers, „Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Stromwirtschaft“, in *Klima- und Energiefonds*, Mar. 2009 [[Lien](#)].
- [8] J. E. Kang, W. W. Recker, “An activity-based assessment of the potential impacts of plug-in hybrid electric vehicles on energy and emissions using 1-day travel data”, *Transportation Research Part D*, Vol. 14, No. 8, pp 541-556, Dec. 2008 [[Lien](#)].
- [9] N. Verhaegh, P. de Boer, J. van der Burgt (KEMA Consulting), “Intelligent E-transportation Management“, in *Distributed Generation* (Leonardo ENERGY), Jan. 2010 [[Lien](#)].
- [10] C. Grosjean, O. Wiss, M. Perrin, P. Poggi, “Grid-impact of electric vehicle recharge: case study of commuting in Corsica”, Conference EVER Monaco, Mar. 2010.
- [11] L. Göransson, S. Karlsson, F. Johnsson, “Integration of plug-in hybrid electric vehicles in a regional wind-thermal power system”, *Energy Policy*, 38, pp. 5482-5492, 2010 [[Lien](#)].
- [12] R. Sioshansi, R. Fagiani, V. Marano, “Cost and emissions impacts of plug-in hybrid vehicles on the Ohio power system”, *Energy Policy*, 38, pp. 6703-6712, 2010 [[Lien](#)].
- [13] C. Weiller, “Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the United States”, *Energy Policy*, 39, pp. 3766-3778, 2011 [[Lien](#)].
- [14] S. W. Hadley, A.A. Tsvetkova, “Potential impacts of plug-in hybrid electric vehicles on regional power generation”, *The Electricity Journal*, pp. 56-68, 2009 [[Lien](#)].
- [15] J. Axsen, K. Kurani, “Anticipating PHEV energy impacts in California: Constructing consumer-informed recharge profiles”, *Transportation Research Part D*, 15, pp. 212-219, 2010 [[Lien](#)].
- [16] P. Bauer, Y. Zhou, J. Doppler, N. Stembridge, H. Hashimoto, "Charging of electric vehicles and impact on the grid: a case study“, Conference EVER Monaco, Mar. 2010.
- [17] J. Mullan, D. Harries, T. Bräunl, S. Whitely, “Modelling the impacts of electric vehicle recharging on Western Australian electricity supply system”, *Energy Policy*, 39, pp 4349-4359, 2011 [[Lien](#)].
- [18] S. Brown D. Pyke, P. Steenhof, “Electric vehicles : The role and importance of standards in an emerging market”, *Energy Policy*, 38, pp. 3797-3806, 2010 [[Lien](#)].
- [19] R.C. Green II, L. Wang, M. Alam, “The impact of plug-in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review & outlook”, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 15, 2011 [[Lien](#)].
- [20] A. Perujo, B. Ciufu, “The introduction of electric vehicles in the private fleet: Potential impact on the electric supply system and on the environment. A case study for the province of Milan, Italy”, *Energy Policy*, 38, pp. 4549-4561, 2010 [[Lien](#)].
- [21] Cour des comptes, « Les coûts de la filière électronucléaire » (rapport public thématique) [[Lien](#)].
- [22] M.D. Galus, M. Zima, G. Andersson, “On integration of plug-in hybrid electric vehicles into existing power system structures”, *Energy Policy*, 38, pp. 6736-6745, 2010 [[Lien](#)].
- [23] Observ’ER, « La production d’électricité d’origine renouvelable dans le monde », 2008.

- [24] Electricité de France, Direction des Systèmes Energétiques Insulaires (EDF SEI Corse), « Bilan prévisionnel pluriannuel des investissements en production », 2007 [[Lien](#)].
- [25] EDF SEI Corse, « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande d'électricité », 2011 [[Lien](#)].
- [26] RTE, « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France », 2009 [[Lien](#)].
- [27] Philippe Poggi, « Intégration des systèmes énergétiques à sources renouvelables dans les réseaux électriques insulaires », Mémoire pour l'habilitation à diriger des recherches (HDR), 2007 [[Lien](#)].
- [28] DBT-CEV, « Bornes et systèmes de recharge pour véhicules électriques », 2012 [[Lien](#)].
- [29] J. Linssen, H. Maas, A. Schulz, „Räumliche und zeitliche Verteilung von Ladevorgängen“ (PPT), Konferenz „Kraftwerk Batterie, Lösungen für Automobil und Energieversorgung“, Aachen, 2011.
- [30] CCI des Deux-Sèvres, « La conduite économique et rationnelle ou écoconduite » (PPT) [[Lien](#)].
- [31] Association des entreprises électriques suisses [[Lien](#)].
- [32] CRE, « Rapport sur la qualité de l'électricité. Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité », Octobre 2010 [[Lien](#)].
- [33] J. Batut (RTE), Dossier sur les véhicules électriques, Smart Grids (CRE), 2012 [[Lien](#)].
- [34] Commissariat Général au Développement Durable, « Les véhicules électriques en perspective. Analyse coûts-avantages et demande potentielle », in *Etudes & documents* n°41, Mai 2011 [[Lien](#)].
- [35] Site Internet « Automobile Propre », 10 juillet 2011 (réactualisé) [[Lien](#)] et 10 juillet 2012 [[Lien](#)].
- [36] Electric Drive Transportation Association, [[Lien](#)]
- [37] G. Muraleedharakurup *et al*, "Building a better business case: the use of non-linear growth models for predicting the market for hybrid vehicles in the UK“, Conf. EVER Monaco, Mar. 2010 [[Lien](#)].
- [38] L. K. Vanston, R. L. Hodges, “Technology forecasting for telecommunications”, in *Telektronikk*, April 2004 [[Lien](#)].
- [39] B. Gompertz, “On the nature of the function expressive of the law of human mortality and on a new mode orf determining the value of life contingencies”, in *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, Vol.115, pp.513-583, 1825 [[Lien](#)].
- [40] I. C. Hendry, “The three parameter approach to long range forecasting”, in *Long Range Planning*, Vol.5, 40-45, 1972 [[Lien](#)].
- [41] J. Dargay, D. Gatley, and M. Sommer, “Vehicle ownership and income growth, worldwide : 1960-2030”, in *Energy Journal*, Vol.28, No.4, 2007 [[Lien](#)].
- [42] INSEE, MOBPRO : Fichier de Mobilité professionnelle (domicile – lieu de travail), 2006.
- [43] TCS Conseils et Expertise, « Test de voiture Smart electric-drive », 6 mai 2011 [[Lien](#)].
- [44] Observatoire du Véhicule d'Entreprise, « Véhicules électriques et infrastructures de recharge », p 11, in *Les Cahiers de l'OVE*, mars 2011 [[Lien](#)].
- [45] Statistiques mondiales (site Internet) [[Lien](#)].
- [46] INSEE, « La Corse en bref », juin 2010 [[Lien](#)]
- [47] Entretien personnel avec Olivier Andreani, responsable des transports à la CAPA (Communauté d'Agglomération du Pays Ajaccien), septembre 2010.
- [48] L. Lasne (Département Electronique, Electrotechnique et Automatique, Université de Bordeaux), « Les réseaux électriques » (document pédagogique), Février 2008 ([Lien](#)).
- [49] ABB, « Infrastructure de recharge ABB pour véhicules électriques. Station de recharge CC rapide Terra SC » (fiche produit) [[Lien](#)].

Chap.5 – Usages convergents mixtes à l'échelle de l'habitat solaire corse

Maintenant que nous avons montré la pertinence du véhicule électrique comme élément de transport sûr, durable et abordable susceptible de faire partie intégrante des futures architectures énergétiques, il s'agit de savoir si le solaire photovoltaïque peut lui aussi s'intégrer sans heurt au réseau électrique. Dans ce chapitre, nous nous intéresserons à la valorisation de l'électricité photovoltaïque sur son lieu de production grâce à des batteries Li-ion, source complémentaire d'alimentation des charges. L'étude d'amélioration de l'autoconsommation de la production photovoltaïque de l'habitat solaire a été réalisée sous la forme d'un travail de simulation basé sur le modèle Sol-ION, du nom du projet qui en est le cadre d'exploitation commercial. Après un récapitulatif de l'état de l'art disponible dans la littérature, le modèle de simulation utilisé est décrit, validé et testé à la convergence habitat-transport.

1 Préambule à la gestion du stockage d'énergie dans l'habitat solaire connecté réseau

L'habitat solaire connecté réseau classique se compose de trois pôles distincts déjà présentés, à savoir la production solaire photovoltaïque, les charges domestiques et le réseau électrique. Jusqu'à aujourd'hui, on ne se préoccupait pas de la gestion des flux d'énergie entre ces pôles, l'essentiel étant de produire de manière décentralisée et d'injecter sur le réseau une électricité propre car non émettrice de gaz à effet de serre. Destinée dans un premier temps à augmenter le taux de pénétration du solaire photovoltaïque via des tarifs de rachat très attractifs qui ont depuis été revus fortement à la baisse, l'idée de tout injecter sur le réseau sans se soucier des conséquences est désormais perçue négativement et a de fait été fortement remise en cause. La raison principale en est que le décalage temporel entre la consommation d'électricité et la production solaire photovoltaïque génère des perturbations sur le réseau en amont et en aval.

1.1 État de l'art en matière de gestion de la production photovoltaïque en connecté réseau

A l'échelle du parc de production, le décalage entre offre et demande conduit à la sollicitation de moyens de production à forte réactivité, *i. e.* aptes à être enclenchés rapidement, tels que les centrales thermiques utilisées en pointe à base de turbines à combustion et générateurs diesel. Ces systèmes d'ajustement sont utiles à l'équilibrage du plan de tension/fréquence du réseau, qu'il s'agisse de compenser les kilowattheures produits par les panneaux solaires mais non consommés par les charges domestiques ou bien ceux appelés par les charges mais non produits par le photovoltaïque. Dans un sens comme dans l'autre, les centrales d'appoint étant coûteuses et polluantes, la compensation des flux énergétiques liés à l'injection réseau totale de la production solaire va à l'encontre de la portée écologique de l'énergie renouvelable [1]. Dans le cas de la participation de grandes centrales photovoltaïques aux marchés de l'énergie, les conséquences peuvent être aussi économiques puisque le non respect des engagements de production conduit à des pénalités susceptibles de dépasser les gains générés [2-3].

À l'échelle du transformateur de quartier, la non simultanété de la demande d'énergie vis-à-vis de l'approvisionnement via le photovoltaïque en local pose le problème de la qualité de l'électricité [4]. En effet, si l'énergie solaire produite n'est pas consommée localement, la circulation des électrons dans les deux sens génère des pertes accrues en occupant les lignes électriques du réseau de distribution. À terme, si le solaire photovoltaïque continue sa percée dans le secteur résidentiel-tertiaire, la connexion au réseau d'un grand nombre de sources d'énergie intermittentes entraînera ainsi aléas de production, hausses de la puissance réactive et chutes de tension [5] que seuls le délestage [6] et la déconnexion du PV [7] sauront stopper, avec l'inconvénient de réduire le confort ou le gain financier du particulier. En outre, les problèmes liés à la détection d'îlotage, à la distorsion des harmoniques et aux interférences électromagnétiques [8] sont autant de verrous techniques qui engagent à des investissements lourds susceptibles de grever le futur essor des systèmes photovoltaïques connectés au réseau.

Si l'essor du photovoltaïque dépend de la coïncidence entre l'offre et la demande d'électricité, alors la solution-clef est la gestion de la production solaire en phase avec la consommation. Cela suppose de ne pas injecter directement sur le réseau une quantité inconnue d'énergie, chose difficile à faire appliquer en France car, avec les tarifs d'achat actuels plus élevés que le prix de vente de l'électricité, il est bien plus rentable financièrement de vendre la totalité de sa production photovoltaïque et d'acheter séparément la totalité de l'électricité requise.

En pratique, au lieu de payer le producteur d'énergie solaire pour la seule quantité d'électricité qu'il injecte sur le réseau à tout moment, il faut l'inciter à faire coïncider l'électricité produite par les panneaux solaires et celle appelée sur le réseau. Pour l'habitat solaire, cela revient à ce que les charges domestiques utilisent en local l'énergie issue de la toiture photovoltaïque. C'est le concept de l'autoconsommation de la production solaire, qui n'est à ce jour valorisé économiquement qu'en Allemagne [9-10], un des leaders en matière d'énergie renouvelable.

NB : Jusqu'à présent, la loi allemande [9] incitait le producteur à l'autoconsommation par le biais d'un tarif dédié pour rétribuer l'électricité non vendue et consommée directement par le producteur. De fait, il était intéressant financièrement d'autoconsommer une part de son électricité et d'injecter le reste sur le réseau. Cependant, le gouvernement a décidé récemment d'annuler cette incitation du fait qu'elle engendre des surcoûts administratifs. Dès janvier 2014, la prime à l'autoconsommation sera donc supprimée pour toute installation photovoltaïque mise en service à partir du 1^{er} avril 2012 [10]. Le producteur particulier restera toutefois financièrement motivé à consommer sa propre production grâce à la parité réseau [11-12] ; le producteur aura intérêt à consommer l'électricité qu'il produit au lieu de la vendre à un tarif moins élevé que le prix qu'il devra payer pour la prélever sur le réseau.

Concrètement, la production photovoltaïque concourt à alimenter en direct environ un tiers du besoin des charges domestiques : d'après la littérature sur le sujet, la puissance appelée par les charges peut ainsi être prélevée directement en sortie de l'onduleur à hauteur de 33% [13-14]. Pour le reste des besoins énergétiques de la maison, le *timing* de concordance entre l'offre et la demande n'est pas favorable à un usage plus important de l'énergie solaire. A l'échelle de l'année, la coïncidence est meilleure en été [15], ce qui suggère une saisonnalité du problème.

Les études menées sur cette problématique [1-31] ont dégagé plusieurs axes résolutifs :

- Techniquement, l'opération la plus simple pour améliorer la correspondance temporelle de la production et de la consommation d'électricité dans l'habitat solaire consiste à orienter les panneaux de façon à ce que le gros de la production ait lieu plus tard dans la journée, jusqu'en heure de pointe [15]. Cette solution n'est pas très prisée car elle amène à réduire la production solaire totale injectée sur le réseau *i.e.* la rente du propriétaire de l'installation photovoltaïque.
- Une autre solution est de décaler l'usage des charges au moment où les panneaux solaires produisent le plus ; c'est le *demand-side management (DSM)* [16-17] ou *load shifting* [13]. Même s'il ne met en jeu aucune perte de conversion, ce concept a l'inconvénient de se limiter aux seuls appareils non captifs, faute de quoi le confort de l'utilisateur serait fortement réduit.
- Pour faire coïncider offre et demande, le pendant de la DSM côté PV est la prévision de la production solaire [18-19], source de robustesse et de flexibilité pour équilibrer le réseau [13].
- Une autre solution consiste à utiliser un système de stockage d'énergie qui va au contraire décaler le moment où la production solaire sera injectée sur le réseau, précisément au moment où les charges domestiques en auront besoin [3 ; 13-14 ; 20-30]. L'inconvénient majeur de ce système est qu'une partie de l'énergie destinée aux charges est perdue dans la chaîne de conversion d'énergie passant par le stockage. Celui-ci est par ailleurs très coûteux pour un particulier ayant déjà investi dans une installation solaire. Toutefois, c'est la solution qui est privilégiée par la communauté scientifique et c'est celle qui sera développée dans ce chapitre.

NB : Pour information sont rappelées ci-après et chronologiquement les principales conclusions des articles les plus pertinents sur la gestion de la production solaire via les batteries de stockage [20-30].

1.2 Focus sur l'usage du stockage pour limiter l'impact négatif du PV sur le réseau

Dès 2001, Giraud *et al.* [20] préconisent l'utilisation d'un système de stockage stationnaire à base de batteries pour favoriser l'intégration réseau décentralisée des énergies renouvelables intermittentes, en l'occurrence un système hybride solaire/éolien de 4 kW installé en toiture. Pour relier les composants du système au réseau et au pack de batterie de 44 kWh, maints organes de conversion (redresseur, onduleur, chargeur bidirectionnel, transformateur) ont été utilisés (Fig.1*) ; ils représentent une source potentielle de problèmes de qualité de puissance. Avec la présence de deux sources d'énergie intermittentes au comportement aléatoire distinct s'est posé le problème de la prévision de la production d'énergie comme intrant du modèle de gestion d'énergie par la batterie. Du point de vue du réseau, le paramètre de la probabilité de perte de charge s'est avéré un problème important dans la perspective d'un service réseau rétribué, justement parce que la production d'énergie renouvelable est peu prévisible. Vouloir alimenter le réseau de manière contractualisée suppose ainsi un surcroît de panneaux solaires et/ou de stockage à installer. La solution optimale à ce problème a été trouvée en prenant comme référence une juxtaposition des périodes mensuelles de production les plus critiques parmi l'historique de production disponible. Avoir plusieurs années d'historique de données s'avère crucial car les ressources d'irradiation et de vent fluctuent beaucoup d'un an à l'autre.

Jossen *et al.* [21] ont investigué les conditions opératoires appliquées au PV pour les diverses technologies de batterie disponibles (plomb-acide ; nickel-métal hydrure ; lithium-ion). Ils ont mis en avant le fait que les principales divergences résident dans les seuils de tension/courant qui limitent l'usage de la batterie pour stocker l'énergie solaire, le surplus d'électricité étant dans ce cas perdu (Fig.2*) vu que leur sujet d'étude est un système PV non connecté au réseau. Le BMS s'avère donc un facteur limitant important pour améliorer la gestion d'énergie dans l'habitat solaire et y augmenter l'autoconsommation de la production solaire par les charges. Indépendamment des paramètres de coût qui ont changé depuis 2004, date de leur étude, les autres paramètres (DOD ; seuils de tension, courant et SOC ; entretien ; vieillissement ; etc.) tendent à faire mentir les auteurs qui avait choisi la batterie au plomb comme compromis, et à favoriser cette fois la batterie lithium-ion plus que tout autre technologie de batterie.

Ueda *et al.* [24] ont insisté sur l'intérêt du système de stockage comme moyen de réduire les pertes liées à la hausse de tension observée sur le réseau à l'endroit d'injection du PV (Fig.3*). Par conséquent, ils expliquent que la comparaison du système PV avec et sans stockage doit inclure les pertes générées et évitées correspondantes. En utilisant des données mesurées à la seconde mais moyennées à la minute et présentées à échelle mensuelle, les auteurs ont étudié un système PV de 4 kWc interfacé par 96 accumulateurs au plomb de 49 Ah, soit 7 kWh d'énergie utile maximale si chaque élément a une tension de 2V [postulat], une profondeur de décharge de 80% [21] et un rendement de charge/décharge de 90% [21]. *In fine*, sur l'année, le système de stockage permet d'améliorer le taux de production PV d'environ 10% (Fig.4*). Dans le cas étudié, le système de stockage contribue à augmenter la part d'électricité injectée sur le réseau, permettant ainsi d'accroître les revenus de l'utilisateur en cas de revente. On note de fortes variations saisonnières avec des optima de production à l'intersaison, la température basse de l'air et la bonne irradiation solaire contribuant à un plus haut rendement PV tandis que les charges domestiques consomment peu (Fig.4*). Au printemps (Fig.5*) et durant les jours de weekend ensoleillé (Fig.6*), les pertes liées aux plus fortes tensions du réseau atteignent des sommets car la demande d'électricité est faible tandis que l'injection réseau du PV est forte ; par conséquent, c'est le moment où le stockage s'avère *a priori* le plus utile et bénéfique.

NB : Dans l'esprit du DSM appliqué aux VE, pour augmenter la pénétration du VE et pour compenser les hausses de tension liées à l'injection réseau du PV, il semble donc préférable d'orienter la future recharge des batteries de VE aux heures de production solaire, et de préférence le weekend.

D'après Denholm *et al.* [13], il y a une forte adéquation entre l'ensoleillement et la demande d'électricité en période estivale, mais beaucoup moins le reste de l'année, ce qui suggère un problème saisonnier de la mise en coïncidence entre production et consommation du PV.

Selon eux, il y a un lien de causalité direct entre la flexibilité d'un système électrique et sa capacité à absorber la production PV. En particulier, plus on injecte de PV sans le consommer en local, plus cela coûte cher car il faut solliciter davantage de moyens d'équilibrage coûteux. Le stockage résout ce problème en fournissant l'énergie au moment où elle sera consommée.

Au-delà du lissage de la demande, plus intéressant pour l'utilisateur consommateur d'électricité que pour le gestionnaire du réseau, il y a un autre avantage au stockage de la production PV : le PV garanti. Du point de vue du réseau, le stockage permet de garantir l'allure de production PV quelque soit les conditions climatiques à l'origine de cette production d'énergie. D'un jour à l'autre, compte-tenu des réserves d'énergie et du minimum de prévision de production PV, l'utilisateur peut annoncer au gestionnaire de réseau la quantité et le *timing* de sa production PV.

Une fois mis en place, le système de stockage a pour seules limites ses seuils de tolérance qui font que la charge ou la décharge de l'énergie PV stockée est arrêtée, le reste de la production PV non consommée et non stockée étant alors considéré comme gaspillé (« *spilled* », Fig.7). Denholm *et al.* soulignent qu'il s'agit davantage d'une limite en puissance que d'une limite en énergie car les variations d'ensoleillement et de demande sont soudaines, intenses et brèves.

Avec comme hypothèse un taux de flexibilité du réseau de 80% (*i.e.* 20% du pic de puissance appelé peut être satisfait rapidement par des dispositifs de pointe) et en considérant pertes incluses un rendement de stockage global de 75%, un système de stockage dimensionné pour alimenter le foyer à hauteur de 11h de sa demande électrique moyenne permet de fournir à ce même foyer 50% de la production PV contre environ 30% en l'absence de stockage (Fig.8), à conditions identiques de flexibilité du réseau et pour un coût d'électricité PV 25% supérieur.

NB : En appliquant les propos de Denholm *et al.* [13] au cas français, il semble crucial de développer le stockage d'énergie car le parc de production très nucléarisé rend le réseau électrique peu flexible : les longues rampes de mise en marche ou de changement de régime des réacteurs nucléaires donnent beaucoup d'inertie au système électrique qui manque ainsi de réactivité. Pour résoudre ce problème, des moyens de production réactifs dits de "réserve tournante" et des centrales thermiques rapidement disponibles sont sollicités ; ils offrent toutefois des limites de stabilité plus basses que la moyenne.

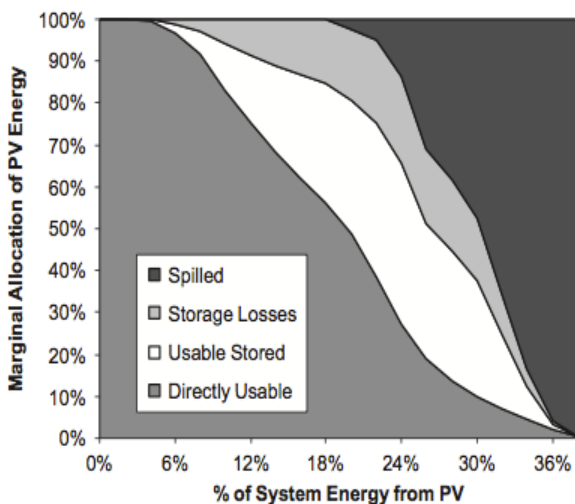


Fig.7. Répartition du productible PV d'un système dimensionné pour stocker 8h de demande [13].

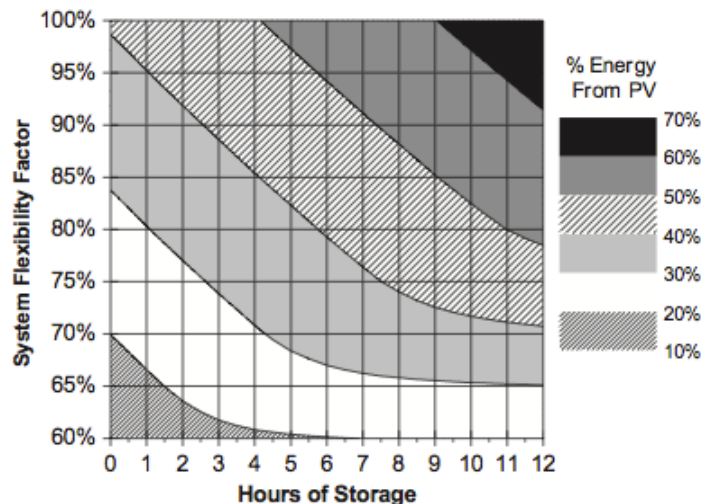


Fig.8. Configuration d'injection du PV sur le réseau à un prix net égal à 1,25 fois le coût de base de production [13].

1.3 Focus sur l'usage du stockage pour garantir le profil d'injection du PV sur le réseau

Comme Giraud *et al.* [20], Koepfel *et al.* [25] ont étudié les effets du stockage d'énergie sur la gestion du solaire et de l'éolien, mais cette fois pour maximiser les bénéfices liés à la vente de l'énergie générée. Le but du stockage d'énergie est d'assister la production des générateurs qui ne sont pas contrôlables par le gestionnaire pour que leur production puisse respecter aussi fidèlement que possible un profil d'injection réseau prédéfini. L'avantage est double :

- un profil de production précis peut être intégré au planning de production et vendu sur le marché *day-ahead*³⁰ de l'électricité sans faire l'objet de pénalités (avantage économique) ;
- les ressources de soutien réseau jadis mobilisées pour pallier l'intermittence du renouvelable peuvent servir à d'autres usages, *i.e.* la fiabilité du réseau est améliorée (avantage technique).

En connecté réseau, contrairement au site isolé, le surplus de production PV (*i.e.* l'énergie ne pouvant être stockée du fait des limites imposées par les conditions opératoires de la batterie) peut être injecté sur le réseau, la rentabilité de ce recours dépendant des conditions du marché.

Pour négocier sa production sur le marché de l'électricité, l'opérateur du système de stockage, qu'il soit usager consommateur ou agrégateur indépendant, doit mettre au point un système de prédiction dont il faut comparer la production prévue P_{fc} avec la production effective P_{gen} . L'erreur de prévision f_{RMSE} se définit par une formule incluant la racine des moindres carrés normalisée par la puissance moyenne en sortie du générateur considéré (pour nous du PV) :

$$f_{RMSE} = \frac{1}{\bar{P}_{gen}} \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [P_{gen}(t) - P_{fc}(t)]^2}$$

Un point crucial soulevé par les auteurs est que chaque kWh d'énergie stocké puis réinjecté sur le réseau est réduit de façon aléatoire par la quantité d'énergie perdue dans les étages de conversion du système, que ce kWh fasse partie d'un profil prévu ou d'un surplus imprévu. Pour repérer la déviation du profil de production annoncé $P_{planned}$ vis-à-vis du profil prévu P_{fc} , Koepfel *et al.* ont introduit un coefficient de facteur d'usage β_{usg} tel que :

$$\sum_{t=1}^T P_{planned}(t) = \sum_{t=1}^T \beta_{usg}(t) \cdot P_{fc}(t)$$

où β_{usg} est distinct du rendement global du stockage $\eta_{ch} * \eta_{ach}$ et satisfait $0 \leq \beta_{usg}(t) \leq 1$.

Plus β_{usg} est proche de 1, moins le système a eu à compter sur le stockage et par ailleurs la production PV est fidèle à la prévision. Plus β_{usg} est proche de 0, plus le stockage a été sollicité et a fait l'objet de pertes importantes et/ou la prévision de production a été mauvaise.

Une idée intéressante est que, de manière arbitraire, s'il juge que le stockage sera peu sollicité et risque d'être au maximum d'état de charge, occasionnant un écart imprévu plus important vis-à-vis du profil de production annoncé, l'usager peut annoncer un profil d'injection pour le lendemain supérieur à ce que lui annonce la prévision. Ainsi, il s'arrange pour que le stockage soit fortement sollicité, perde de la capacité disponible en déstockage mais gagne en revanche de la capacité disponible en stockage. A ce moment-là, on peut avoir $\beta_{usg} > 1$ (Fig.9*-10*).

NB : Un optimum doit être trouvé entre les surcoûts et les gains d'usage du stockage respectivement en termes de vieillissement et de vente d'énergie ou de puissance. Dans le cas qui nous intéresse, le profil de production prévu peut s'assimiler au profil de demande des charges de la maison, à ceci près que ce dernier évolue en temps réel alors que le profil annoncé est fixe s'il est bien respecté.

³⁰ Marché négocié la veille pour le lendemain.

Dans le même article, Koeppel *et al.* [25] introduisent deux autres paramètres intéressants qui sont en fait des indicateurs de fiabilité de la production réelle par rapport à celle planifiée, l'indicateur de faillibilité énergétique *EIU* et l'indicateur de complétude énergétique *EIF* :

$$EIF = 1 - EIU = 1 - \frac{\Delta t \sum_{t=1}^T [P_{actual}(t) - P_{planned}(t)] \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \sigma[P_{actual}(t) - P_{planned}(t)])}{\Delta t \sum_{t=1}^T P_{planned}(t)}$$

où $\sigma(x)$ est la fonction de signe telle que $\sigma(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \geq 0 \\ -1 & \text{si } x < 0 \end{cases}$

Calculé via le ratio entre l'énergie manquant pour satisfaire le profil planifié et ledit profil de puissance planifié pondéré par le temps, l'*EIF* évalue dans quelle mesure le profil d'injection planifié a été respecté. L'évolution de l'*EIF* dans le cas de l'éolien est tracée en fonction de la capacité de stockage E_{st} et pour divers horizons de prévision de production (Fig.11*) : plus on prévoit tard le profil de production que l'on va planifier ou plus on utilise une capacité de stockage élevée pour en compenser les failles, plus l'indice de complétude est élevé, *i.e.* mieux on a respecté réellement le profil de puissance planifié et moins on payera de pénalités.

Dans le cas du solaire, le problème est plus simple car la production PV cyclique impose un horizon de prévision de 24h. En outre, l'erreur de prévision est jugée indépendante de l'heure, contrairement à l'éolien. Pour un rendement de charge/décharge égal $\eta_{ch} = \eta_{dch} = 90\%$ et une puissance de stockage du même ordre que la puissance PV crête $P_{st} = P_{PV} = 500$ kW, on peut réaliser des simulations pour évaluer les performances d'injection réseau du système avec ou sans stockage d'énergie, selon la marge d'erreur que l'on est prêt à autoriser et pour un indice de complétude limite à respecter vis-à-vis du profil de production planifié (Tab.1*-2*).

Avec ces données de production sur 4 ans $\frac{1}{2}$, on peut tirer les conclusions de l'apport concret du stockage pour le producteur d'énergie PV en termes d'engagements de production pris vis-à-vis du marché de l'électricité, *i.e.* indirectement vis-à-vis du gestionnaire de réseau :

- Sans stockage, dans le meilleur des cas, le profil de production PV réellement injecté sur le réseau permet de satisfaire 90,6% des engagements pris contractuellement sur le marché de l'électricité, exposant le producteur à des pénalités pécuniaires préjudiciables à la rentabilité de l'exploitation de l'installation PV connecté réseau. Les écarts de production constatés vont de 247 à 353 kWh selon si l'erreur de prévision de production admise va de 0 à 50% (Tab.1*).
- Avec stockage, et en imposant une satisfaction du profil de production PV planifié de 99%³¹, on s'aperçoit qu'il est possible de satisfaire la contractualisation de l'injection réseau d'une grande quantité d'énergie avec une relativement faible quantité de stockage, si tant est que la prévision de production PV ne soit pas trop mauvaise : numériquement, il faudra ainsi utiliser 54 à 689 kWh de stockage pour une erreur de prévision de production PV de 0 à 50%.

NB : Bien que cette simulation ne soit qu'un reflet imparfait de la réalité, les hypothèses de pas de temps des données n'étant en particulier pas les mêmes côté production et côté injection réseau, on comprend toutefois d'autant mieux pourquoi la prévision de la production des énergies intermittentes est cruciale dans une logique de rentabilité de la vente du renouvelable sur le marché de l'électricité.

Ayant pu faire tourner leurs simulations via l'analyse de séries temporelles basées sur 4 ans $\frac{1}{2}$ de données, Koeppel *et al.* [25] se sont intéressés au seuil à partir duquel leur modèle est représentatif de la réalité, elle-même assimilée au résultat obtenu au plus long terme possible. Ils arrivent à la conclusion que 750 jours, *i.e.* 2 ans de données, suffisent à fournir un indice de complétude stable proche de la valeur de 99% obtenue avec toutes les données (Fig.12*).

³¹ L'écart de 26 MWh (Tab.2) constaté entre les profils de production PV réel et planifié correspond à 1% des 2 640 MWh du PV généré avant conversion (Tab.1). Pour chaque erreur de prévision, la valeur de la production planifiée est recalculée en intégrant les pertes de conversion associées au stockage.

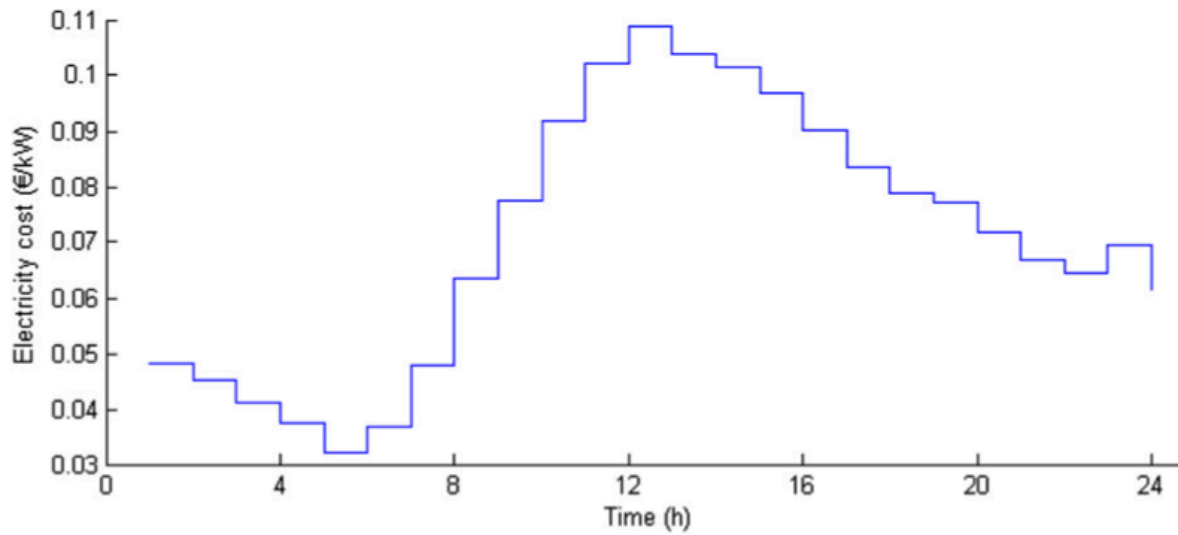


Fig.13. Profil d'évolution du prix de l'électricité sur une journée (source : www.powernext.fr) [3].

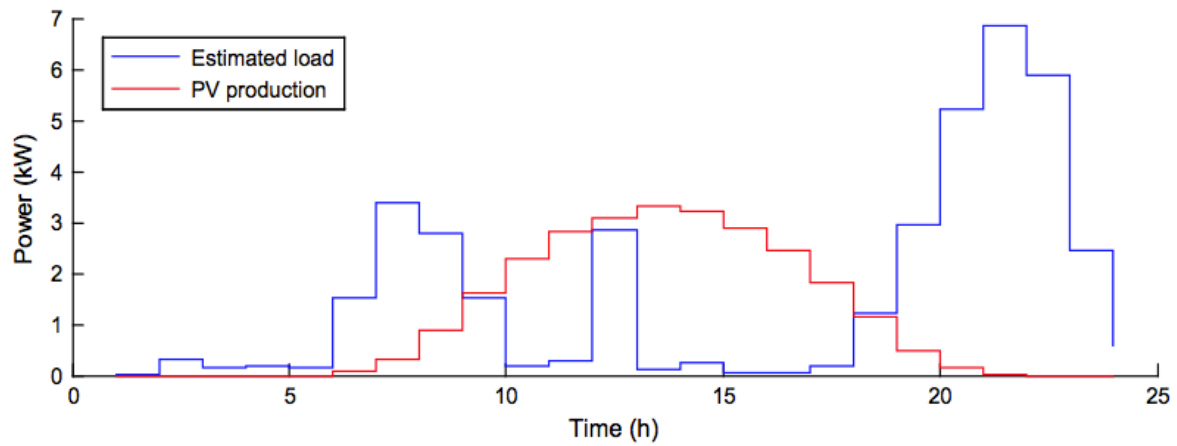


Fig.14. Profil de production PV disponible et profil de consommation domestique estimé [3].

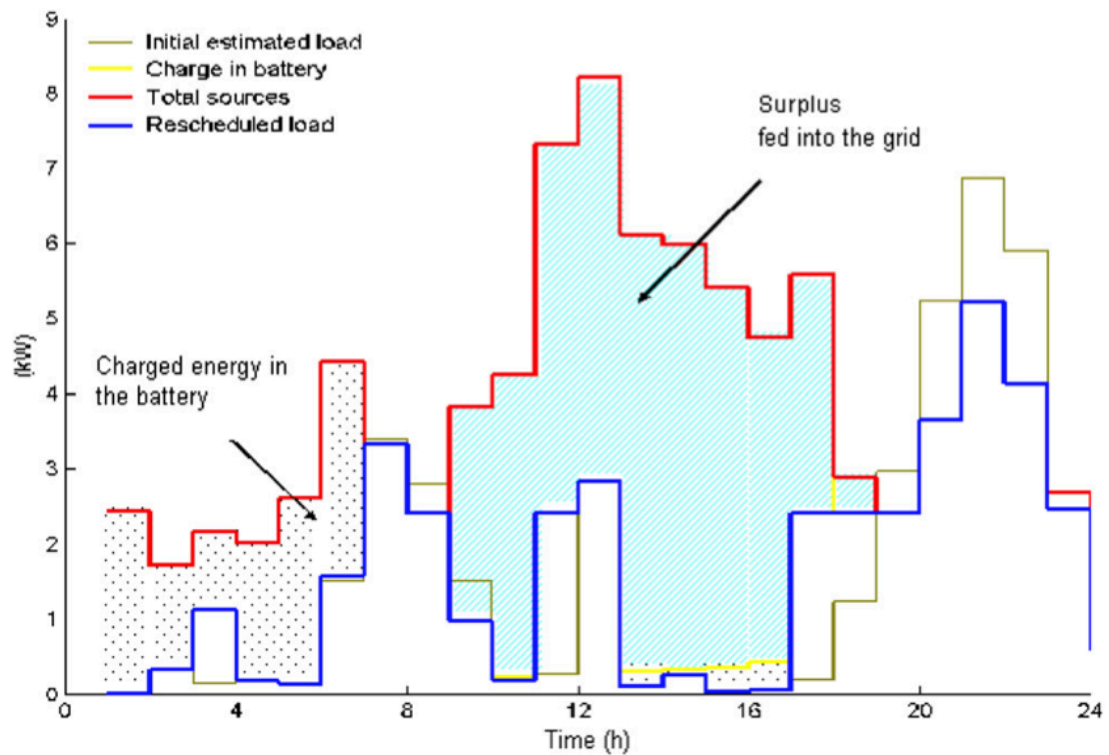


Fig.15. Plan de production optimal allouant les sources (PV, batterie, réseau) aux charges (maison, réseau) [3].

1.4 Focus sur l'usage du stockage pour augmenter le profit de vente du PV sur le réseau

Clastres *et al.* [3] ont mis l'accent sur l'aspect mercantile de l'injection réseau de l'énergie PV négociable sur les marchés de gros et les bourses d'échange d'électricité. Insistant sur le fait que le PV a une meilleure carte à jouer que l'éolien sur les marchés, ils font le constat que la coïncidence naturelle entre production et demande à la mi-journée garantit de bons revenus du fait du prix élevé de l'électricité à ce moment de la journée (Fig.13). Ils suggèrent de valoriser ce type de production comme service réseau via la fourniture de puissance active. Une option qui selon eux deviendra obligation au vu des tracas que crée l'injection du PV sur le réseau.

Clastres *et al.* [3] ont évalué les bénéfices pécuniaires de l'usage de 15 kWh de batteries pour assister 4 kWc de PV connecté réseau en toiture d'une maison de 100 m² habitable exposée à 5 kWh/m²/jour d'irradiation moyenne et raccordée au réseau via un contrat à 6 kW. Avec un pas de temps horaire, leur mode de calcul et d'optimisation sur critère économique se base sur des informations de prix (Fig.13), des prévisions de production PV et de charges (Fig.14), le tout étant réajusté en temps réel via le stockage qui fournit le complément d'énergie (Fig.15).

Exemple :

- sans batterie, les charges de la maison consomment la production solaire qui coïncide avec le besoin (13,7% d'autoconsommation directe), faute de quoi elles prélèvent l'électricité requise sur le réseau (3,07€ de dépenses) tandis que le surplus de production PV est revendu au réseau (3,19€ de gains) ;
- avec batterie, les charges de la maison consomment la production solaire qui coïncide avec le besoin (13,7% d'autoconsommation directe) ou bien qui a été stockée au préalable dans la batterie (11,9% d'autoconsommation indirecte), faute de quoi elles prélèvent l'électricité requise du réseau (2,79€ de dépenses) alors que le surplus d'énergie PV produite ou stockée est vendu au réseau (4,01€ de gains). Au final, non seulement les bénéfices sont meilleurs (1,22€ >> 0,11€) mais en plus la production PV a été directement valorisée par autoconsommation par les charges de l'habitat (13,7% >> 25,6%) [3].

Dans sa thèse, Riffonneau [26] traite largement de la mise en adéquation de la production PV avec la demande via le stockage, principalement dans le but d'écarter la pointe de puissance appelée sur le réseau ; service pouvant être contractualisé. De manière inhérente à l'ensemble composé par le PV et le stockage, il définit la gestion d'énergie comme la détermination en chaque instant des profils de charge et de décharge des batteries en tenant toujours compte de la disponibilité de l'énergie PV, de la consommation et des prix de l'électricité sur le réseau. Il a investigué en particulier un mode de gestion d'énergie "restreinte" basée sur ces règles :

- 1) l'énergie photovoltaïque est en priorité utilisée pour alimenter les charges ;
- 2) le stockage sert uniquement pour écarter la pointe quand le PV n'est pas suffisant ;
- 3) le stockage est rechargé dès que possible avec la source disponible (PV ou réseau³²).

En choisissant une architecture avec un bus à courant continu qui préfigure la vision lointaine d'un réseau électrique en DC dans l'habitat, il définit la stratégie de gestion comme le choix de la consigne de courant à imposer au hacheur (convertisseur réversible DC/DC) situé aux bornes des batteries de manière à injecter ou à extraire des batteries l'énergie mise en jeu. Concrètement, pour déterminer la consigne de courant à imposer au hacheur aux bornes des batteries, il propose un système de supervision en 4 étapes distinctes qui se différencient par l'échelle de temps du fonctionnement associé et la stratégie proposée (Fig.16).

NB : Même si la topologie du système étudié dans ce chapitre est similaire, basée sur un bus DC en amont des charges et du réseau (reliés eux par un bus AC), on ne s'intéressera pas ici aux stratégies de gestion car les algorithmes associés sont déjà intégrés au système de gestion d'énergie (EMS) qui pilote les convertisseurs et arbitre les flux d'énergie entre eux en bonne intelligence avec le système de gestion de la batterie (BMS). Le but sera d'évaluer la pertinence du choix des intrants de données pour optimiser l'autoconsommation de la production PV à l'échelle de l'habitat et non plus du réseau.

³² C'est un cas de figure idéal car à ce jour la législation n'autorise pas le stockage de l'énergie du réseau.

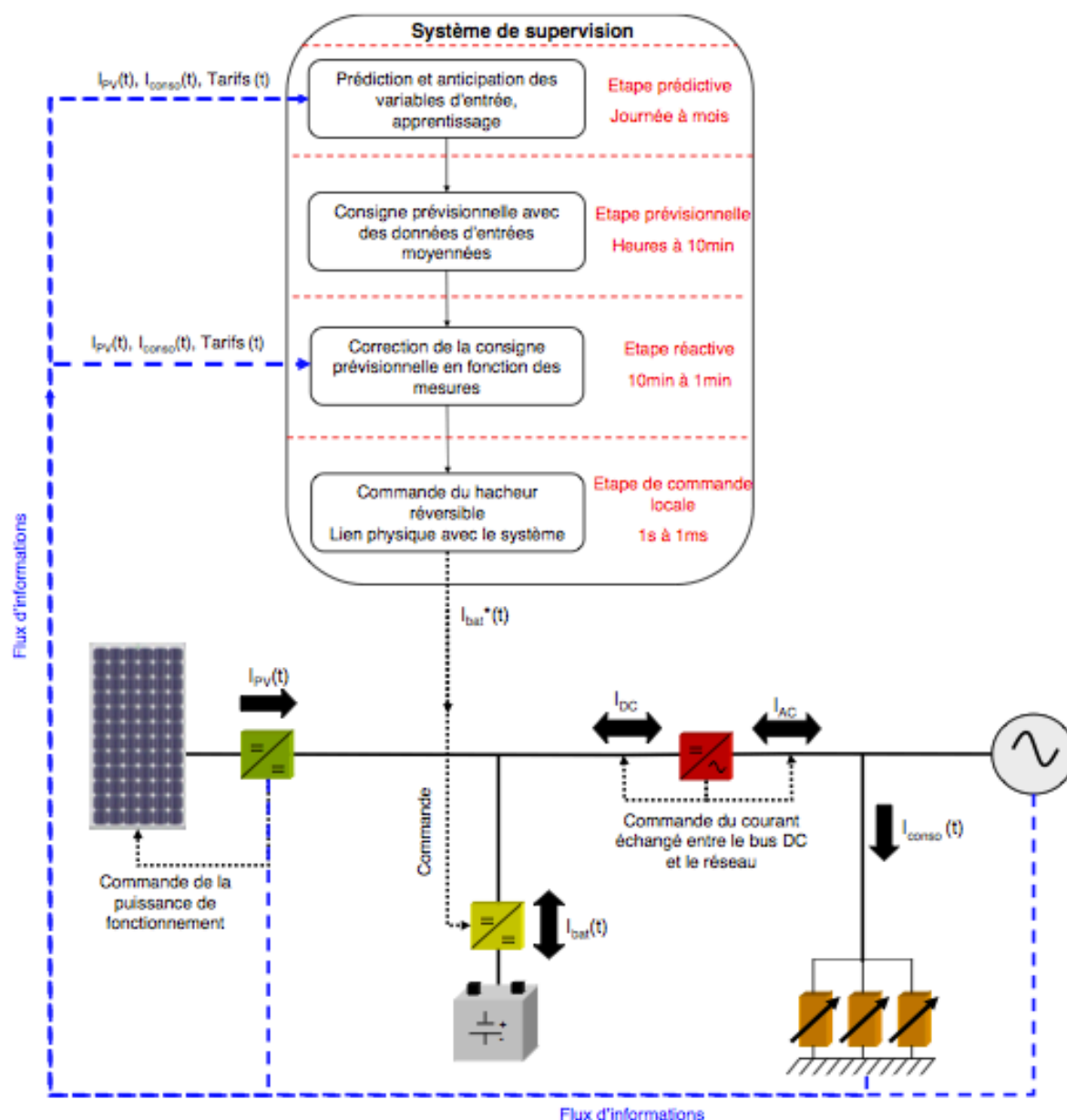


Fig.16. Système de supervision proposé pour la gestion de l'énergie dans le système PV hybride étudié [26].

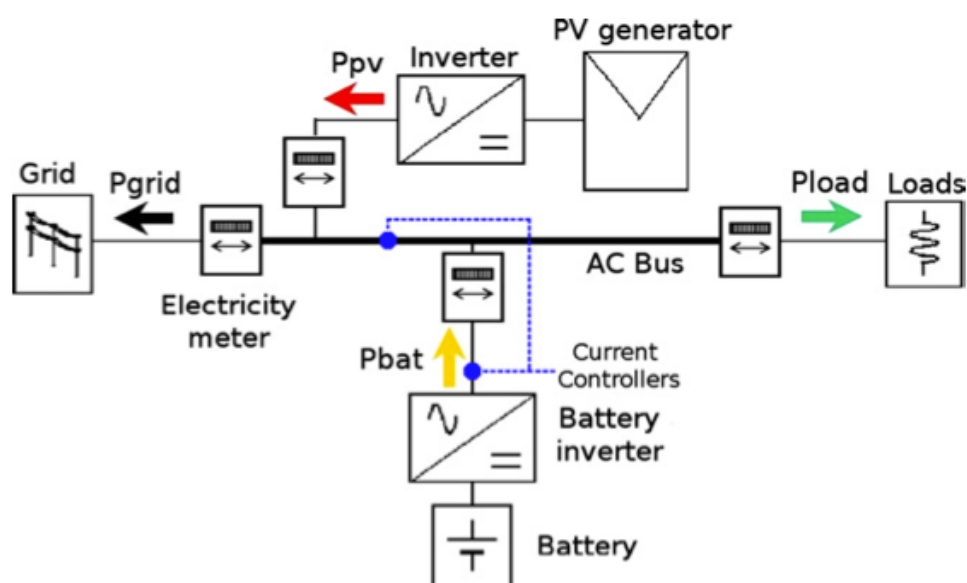


Fig.17. Topologie à courant alternatif (AC) du système installé dans l'habitat solaire connecté réseau [14].

1.5 Focus sur l'usage du stockage pour favoriser la consommation du PV par l'habitat

L'équipe de recherche madrilène de Castillo-Cagigal *et al.* [5;14;17] est de loin celle qui a le plus travaillé en adéquation avec la thématique de favorisation de l'autoconsommation, soit par le biais du pilotage des charges, soit par le biais de l'usage d'un système de stockage. Contrairement aux autres équipes de chercheurs, elle a surtout étudié les usages particuliers de l'énergie à l'échelle de l'habitat individuel, le résidentiel-tertiaire étant le secteur où le besoin d'électricité croît le plus. Selon eux, l'autoconsommation est l'axe de recherche à privilégier à la croisée de sources d'énergie distribuée et réseaux intelligents. L'autoconsommation consiste en l'usage local de l'énergie PV produite *in situ* et considère le réseau comme un acteur secondaire. L'objectif principal est d'offrir plus de flexibilité au système électrique en réduisant les pics de puissance appelés sur le réseau.

La topologie AC (Fig.17) a été choisie pour augmenter l'adaptabilité du système [5] et éviter la hiérarchisation des flux qui rend interdépendants les composants de production et de consommation mis en jeu. En utilisant un système de pilotage de charges et des batteries au plomb, les auteurs ont cherché à comparer les résultats en termes d'autoconsommation selon si la gestion d'énergie est opérée via le DSM ou via le stockage d'énergie [14].

Entre chaque composant, un grand nombre de flux d'énergie sont recensés :

$$\text{Pour } P_{load} < P_{PV} \quad \begin{cases} P_{bat} = \rho_i \cdot (P_{load} - P_{PV}) & \text{si } E_{B_{SOC}} < E_{B_{max}} \\ P_{grid} = (P_{load} - P_{PV}) & \text{si } E_{B_{SOC}} = E_{B_{max}} \end{cases}$$

$$\text{Pour } P_{load} = P_{PV} \quad \begin{cases} P_{bat} = 0 \\ P_{grid} = 0 \end{cases}$$

$$\text{Pour } P_{load} > P_{PV} \quad \begin{cases} P_{load} = \rho_o \cdot P_{bat} + P_{PV} & \text{si } E_{B_{SOC}} > E_{B_{min}} \\ P_{load} = P_{PV} + P_{grid} & \text{si } E_{B_{SOC}} = E_{B_{min}} \end{cases}$$

Avec :

- P_{load} la puissance consommée par les charges domestiques (*valeur toujours positive*) ;
- P_{PV} la puissance produite par le système photovoltaïque (*valeur toujours positive*) ;
- P_{grid} la puissance échangée avec le réseau (*positive si on la prélève, négative si on l'injecte*) ;
- P_{bat} la puissance échangée avec le stockage (*positive si on le décharge, négative si on le charge*) ;
- $E_{B_{SOC}}$ l'état de charge du système de stockage (*valeur toujours positive*) ;
- $E_{B_{max}}$ l'état de charge maximum du système de stockage ;
- $E_{B_{min}}$ l'état de charge minimum du système de stockage ;
- ρ_i le rendement de charge ou coefficient de performance en entrée de la batterie (*i pour input*) ;
- ρ_o le rendement de décharge ou coefficient de performance en sortie de la batterie (*o pour output*).

Le PV est la source de 3 flux d'énergie distincts : $E_{PV} = E_{PV_{load}} + E_{PV_{bat}} + E_{PV_{grid}}$, où :

- E_{PV} est la quantité totale d'énergie produite par le système photovoltaïque ;
- $E_{PV_{load}}$ est la quantité d'énergie PV consommée par les charges au moment de la production ;
- $E_{PV_{bat}}$ est la quantité d'énergie PV fournie à la batterie au moment de la production ;
- $E_{PV_{grid}}$ est la quantité d'énergie PV consommée par les charges au moment de la production ;

La batterie est le siège de 3 flux d'énergie distincts : $E_{I_{bat}} = E_{E_{bat}} + E_{B_{SOC}} - E_{B_{SOC,0}}$, où :

- $E_{I_{bat}}$ est la quantité totale d'énergie introduite dans la batterie ;
- $E_{E_{bat}}$ est la quantité totale d'énergie extraite de la batterie ;
- $E_{B_{SOC}}$ est l'état de charge final de la batterie au moment de son évaluation ;
- $E_{B_{SOC,0}}$ est l'état de charge initial de la batterie au moment de son évaluation.

L'énergie PV produite et celle stockée sont reliées par : $E_{I_{bat}} = \rho_i \cdot E_{PV_{bat}}$

Les charges reçoivent 3 flux d'énergie : $E_{load} = E_{PV_{load}} + E_{grid} + \rho_o \cdot E_{E_{bat}}$, où :

- E_{load} est la quantité d'énergie utilisée par les charges domestiques ;
- E_{grid} est la quantité d'énergie prélevée sur le réseau ;

NB : Castillo-Cagigal et al. [5] considèrent un rendement de batterie fixe et identique que l'on soit en phase de charge ou en de décharge. Numériquement, ils ont choisi de prendre $\rho_i = \rho_o = 90\%$.

Au final, en tenant compte à la fois de l'énergie issue de la production PV et de celle stockée dans la batterie, on peut définir l'énergie totale générée : $E_G = E_{PV} + E_{B_{SOC}}$

De même, en tenant compte de l'énergie perdue à la fois lors de la charge et de la décharge de la batterie, on définit l'énergie totale perdue : $E_{lost} = (1 - \rho_i) \cdot E_{PV_{bat}} + (1 - \rho_o) \cdot E_{E_{bat}}$

À partir de ces paramètres, Castillo-Cagigal et al. [5] ont défini : $\xi = \frac{E_{PV_{load}} + \rho_o \cdot E_{E_{bat}}}{E_{load}}$

Avec ξ le coefficient d'autoconsommation, *i.e.* le taux de couverture du besoin domestique par la production PV ; il somme les apports d'énergie directs (PV sans stockage) et indirects (PV via stockage) qui parviennent aux charges de la maison et servent à couvrir leur besoin.

L'objectif de ces indicateurs est de comparer l'efficacité des différentes techniques visant à augmenter la part d'énergie PV consommée par les charges, réduire la part d'énergie issue du PV injectée sur le réseau *i.e.* réduire la part d'énergie prélevée sur le réseau par les charges.

En prenant le bus AC comme référence de tous les flux (Fig.18), les mêmes auteurs donnent :

$E_{Bat,E} = E_{Bat,I} + E_{SOC} - E_{SOC,0} + L_{Bat}$ avec $L_{Bat} = L_{Bat,eff} + E_{float}$ où :

- $E_{Bat,I}$ est la quantité totale d'énergie introduite dans le bus AC par la batterie ;
- $E_{Bat,E}$ est la quantité totale d'énergie extraite du bus AC par la batterie ;
- E_{SOC} est l'état de charge de la batterie à la fin de la période de temps considérée ;
- $E_{SOC,0}$ est l'état de charge de la batterie au début de la période de temps considérée.
- L_{Bat} est la quantité totale d'énergie perdue par les batteries de stockage ;
- $L_{Bat,eff}$ représente les pertes de conversion et de rendement des batteries de stockage ;
- E_{float} est l'énergie utile au maintien de la tension de *floating* des batteries de stockage ;

En jouant sur le paramètre de simulation de la capacité de stockage des batteries, exprimée en jours d'autonomie³³, ils ont tracé l'évolution des flux et des pertes d'énergie (Fig.19) ainsi que celle du coefficient d'autoconsommation et de sa variation (Fig.20), avec ou sans DSM. Avec ces résultats de simulation, on peut interpréter à la fois séparément et en combinaison l'influence du stockage d'une part et celle du DSM d'autre part. En l'absence de stockage, la capacité de batterie est nulle, *i.e.* le nombre de jours d'autonomie correspondant est aussi nul.

Correspondant respectivement à l'énergie PV injectée sur le réseau après conversion DC/AC et à l'énergie complémentaire prélevée sur le réseau par les charges, les flux extraits du bus AC par le réseau ($E_{Grid,E}$) et ceux injectés sur le bus AC par le réseau ($E_{Grid,I}$) apparaissent assez fortement influencés par le DSM, leurs valeurs passant environ de 4500 à 3900 kWh pour le premier et de 2800 à 2200 kWh pour le second (Fig.19, *a vs. b*). Concrètement, cela signifie que le décalage des charges³⁴ permet de réorienter environ 600 kWh d'énergie PV du réseau vers les charges, soit 1200 kWh qui ne transiteront pas par les lignes de distribution.

³³ Pour $C_n = 0$, il n'y a pas de stockage. Pour $C_n = 1$, la capacité de la batterie égale la demande de la maison.

³⁴ Dans le cas présent [14], la DSM concerne 3 charges non captives (machine à laver, sèche-linge et lave-vaisselle) totalisant seulement 21,6% de la demande globale du foyer espagnol typique considéré. A noter que les charges liées au chauffage et au froid ne sont pas incluses dans l'étude et que le profil de charge journalier moyen servant de base ne traduit ni les écarts liés à la saison, ni ceux liés au jour de la semaine.

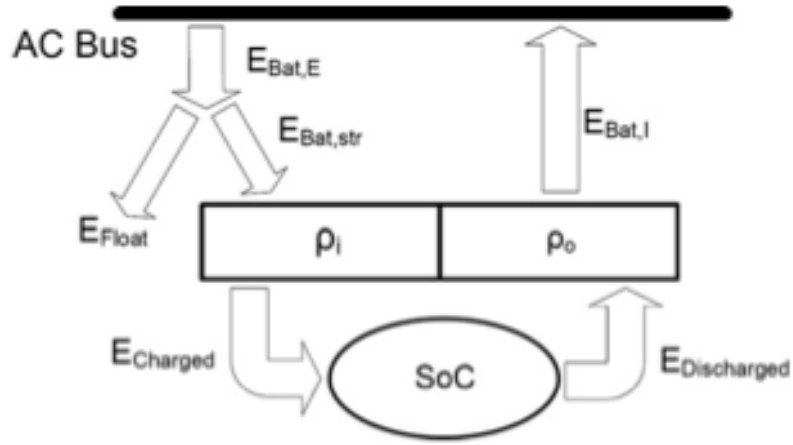


Fig.18. Schéma des flux d'énergie centrés sur le bus bar AC et mettant en jeu les batteries de stockage [14].

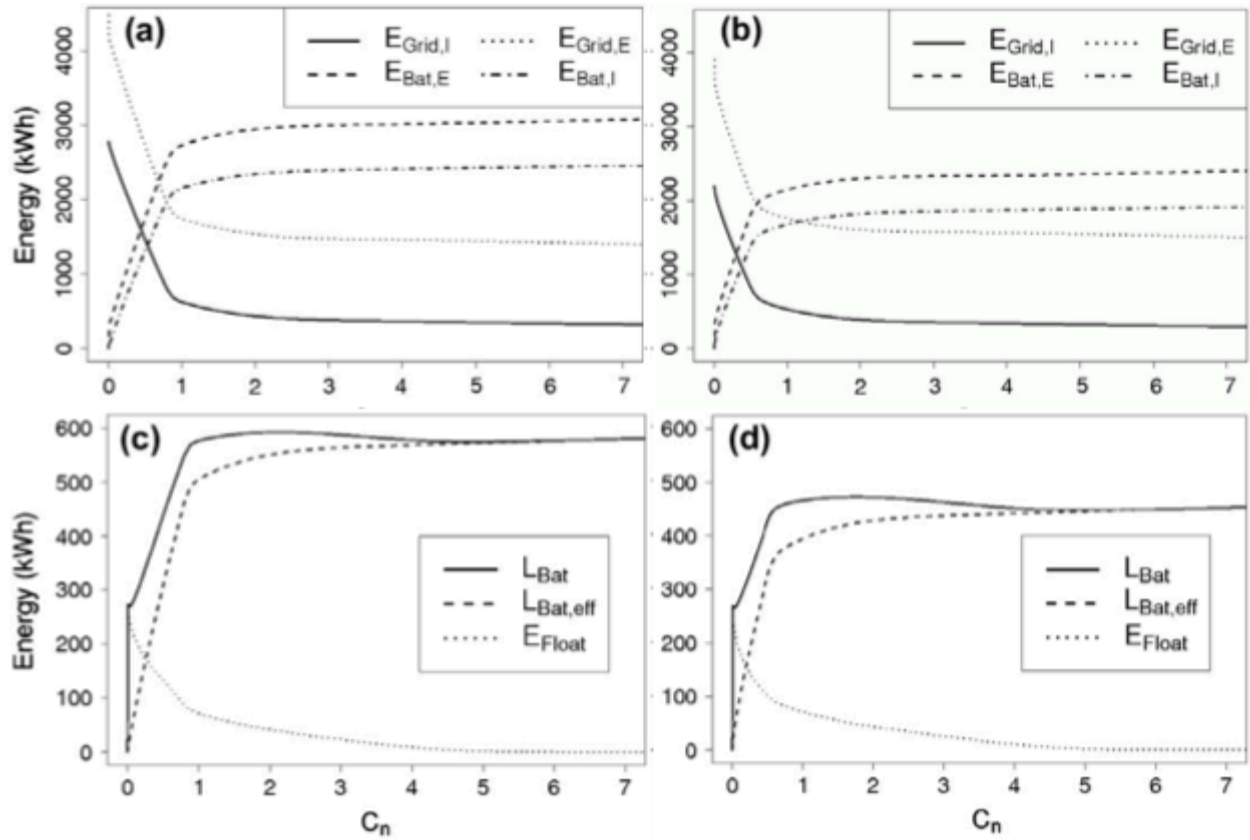


Fig.19. Flux d'énergie (a-b) et pertes du stockage (c-d) en fonction de sa capacité (nombre de jours d'autonomie) en absence (a,c) et en présence (b,d) de DSM (résultat de simulation pour un habitat solaire avec stockage) [14].

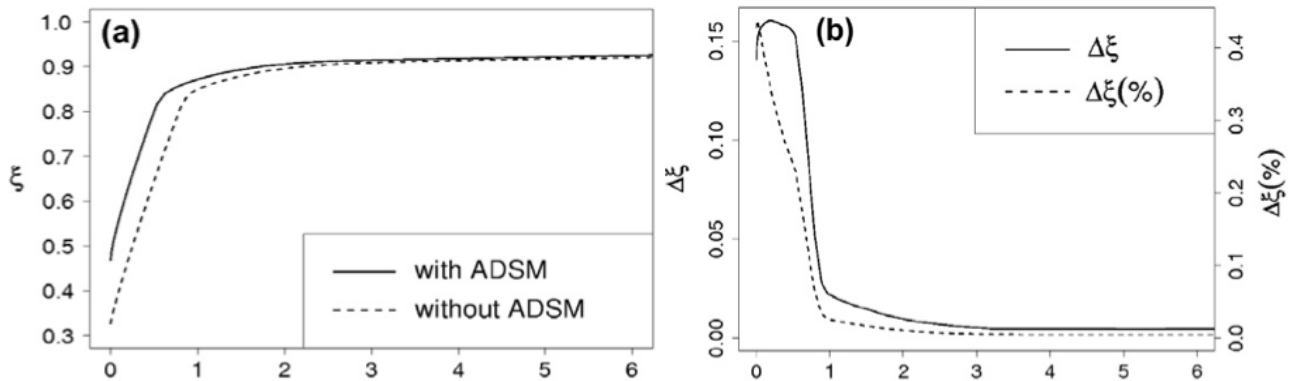


Fig.20. Évolution de la valeur du coefficient d'autoconsommation ξ (a) et des valeurs absolue et relative de sa variation $\Delta\xi$ (b) en fonction de la capacité de stockage des batteries (nombre de jours d'autonomie) [14].

Numériquement, le *DSM* induit un coefficient d'autoconsommation de 46,8% contre 32,7% sans *DSM* [14]. C'est un progrès *a priori* important car il permet 43% d'autonomie en plus. Toutefois, il faut le relativiser vis-à-vis de la quantité de stockage qui permettrait d'arriver au même résultat : pour que 46,8% de la demande des charges soit couverte par le PV sans *DSM*, il s'avère ainsi qu'un stockage d'une capacité de seulement 0,2 jours est nécessaire (Fig.20a).

Par rapport à un système sans stockage, l'introduction d'une batterie a des effets immédiats en termes de flux et pertes d'énergie (Fig.19, *a-c*). Ainsi, plus la capacité de batterie augmente :

- plus on peut stocker le PV et moins on sollicite le réseau vis-à-vis de son injection réseau ;
- plus on peut alimenter les charges avec le PV stocké au préalable et moins on sollicite le réseau du besoin complémentaire des charges domestiques ;
- plus la batterie est sollicitée en termes de flux d'énergie, *i.e.* davantage d'énergie transite par le stockage, d'où une augmentation des pertes de conversion et de rendement afférentes ;
- moins la batterie est sollicitée en termes de cyclage, *i.e.* le stockage atteint moins souvent son plafond d'état de charge, d'où une baisse des pertes liées à la charge en *floating*.

On retrouve ces évolutions avec les valeurs du coefficient d'autoconsommation (Fig.20) : par définition, l'allure de la courbe de ξ croît beaucoup à mesure que plus d'énergie PV alimente les charges ; en parallèle, elle décroît un peu à mesure que les pertes de stockage augmentent. Globalement, on note que l'évolution de tous les paramètres mis en jeu dans la batterie est linéaire jusqu'à une capacité équivalant à un jour d'autonomie pour le foyer (Fig.19-20).

En présence de stockage, l'usage du *DSM* influe beaucoup moins sur les flux d'énergie avec le réseau (Fig.19 *a vs. b*) mais il influe beaucoup sur les pertes de stockage (Fig.19 *c vs. d*) : comme le *DSM* permet aux charges domestiques d'utiliser plus d'énergie issue directement du PV, la batterie se trouve moins sollicitée pour faire coïncider offre et demande d'électricité, dans la limite de sa capacité d'allocation de la charge (ici 21,6% de la demande de la maison). Au-delà, on observe un décrochage du gain du *DSM* par rapport au stockage qui culmine pour une capacité de stockage équivalente à un jour d'autonomie (Fig.20b).

Pour valider leur théorie, Castillo-Cagigal *et al.* [5] ont réalisé une étude expérimentale qui livre les mêmes conclusions. Il faut toutefois remarquer qu'il est impossible de comparer dans la pratique l'influence du stockage, du *DSM* ou des deux à la fois, sur la base de profils réels de production PV et de consommation du foyer qui soient rigoureusement exacts d'un cas de figure à l'autre. Intrinsèquement, ce sont des paramètres variables qui ne se reproduisent pas deux fois de la même façon et sont pour cela difficiles à prévoir et anticiper. En considérant une batterie de stockage de 5,4 kWh correspondant à 0,2 jours d'autonomie pour le foyer considéré³⁵, les flux énergétiques ont été mesurés sur un jour et sur une semaine entière, avec et sans *DSM*, avec et sans stockage. Pour une meilleure visualisation, les profils réels ont été tracés (Fig.21*-22*) et les valeurs numériques associées calculées (Tab.3*-4*).

Au vu de ces résultats de simulation, il semble que le système de stockage soit à privilégier sur la *DSM* car les perspectives d'amélioration qu'il offre en termes d'autoconsommation sont meilleures. Toutefois, il faut garder à l'esprit que le choix restreint du type de charges pris en compte par Castillo-Cagigal *et al.*³⁶ revient dans ce cas à sous-estimer l'importance du *DSM*. En particulier, si la charge à décaler est un véhicule électrique qui consomme l'équivalent énergétique de la consommation de toute une maison, cela prend tout son sens d'user du *DSM* à la place ou en complément du système de stockage. Cet aspect du *DSM* de la recharge des véhicules électriques sera justement abordé dans la dernière partie de ce chapitre (cf. §4).

³⁵ Seuls 4 kWh sont utiles car la batterie est cyclée entre 20% et 95% d'état de charge. Comme le foyer étudié consomme environ 20 kWh par jour, cela revient bien à une autonomie de 0,2 jours.

³⁶ Seules les charges non captives pouvant être décalées ont été mises en jeu par le *DSM* : machine à laver, sèche-linge, lave-vaisselle, four, hotte, réfrigérateur, congélateur, climatiseur.

1.6 Complément bibliographique vis-à-vis de la gestion de la demande domestique

Pour étudier au mieux l'amélioration de la convergence permise par le stockage entre la production PV et les charges domestiques, il faut une connaissance exacte et rigoureuse du profil de demande d'électricité de l'habitat en plus de la connaissance du profil de production de l'énergie issue du PV. A ce titre, il y a deux écoles : celle des profils réels, qui suppose de traiter un volume important de données sur un échantillon de logements assez grand et varié pour être représentatif de cas concrets vérifiés sur le terrain ; et celle des profils simulés, dont l'élaboration suppose le traitement préalable de profils réels mais dont l'implémentation dans l'outil de simulation permet ensuite des économies de calcul notables et un gain de temps précieux. Des articles les plus pertinents lus à ce sujet [31-43], il ressort que la demande de l'habitat est fortement corrélée à sa taille et son taux d'occupation. Le *timing* d'usage de l'énergie dépend en particulier du *timing* d'activité du résident (Fig.23).

Richardson *et al.* [31-34] ont largement étudié l'analyse et la modélisation de la consommation des charges domestiques. Via l'analyse statistique de sondages, ils ont établi un modèle qui génère des séries temporelles d'occupation de l'habitat [31]. Via des matrices qui illustrent la probabilité de chaque appareil électrique de passer d'un état de fonctionnement à l'autre, ils ont pu générer automatiquement les profils simulés de demande d'électricité de 10 000 foyers sans perdre en précision vis-à-vis des données-supports (Fig.24). Ils ont aussi réalisé focus particulier sur l'éclairage [32] : l'étude de l'irradiation solaire et du taux d'occupation de l'habitat révèle une forte saisonnalité de la demande électrique (Fig.25*) qui se vérifie à l'échelle du profil de demande global du foyer [33]³⁷. Le modèle de base a ensuite été affiné de façon très probante avec une haute résolution en termes d'échantillonnage des données, à un pas de temps d'une minute [33]. Un résultat important est que le foisonnement de la demande influe sur la réduction des appels de puissance des foyers et permet d'augmenter la précision du modèle associé (Fig.26*). L'usage du système de stockage stationnaire à échelle agrégée (quartier) serait donc mieux optimisé qu'à échelle totalement distribuée (maison). Comme les appels de puissance d'un foyer reflètent beaucoup l'activité de ses membres (Fig.27*), Richardson *et al.* ont traité la question éthique liée à l'usage des données de consommation en termes d'atteinte à la vie privée : légalement ou non, elles peuvent conduire à la surveillance des habitants (Tab.5*) [34]. Ce sujet peu traité pose le problème de l'acceptation sociale.

Basée également sur le concept mathématique de la chaîne de Markov, la structure du modèle de Widén *et al.* [35-39] est similaire à celle de Richardson *et al.* [31], à ceci près que l'écart entre simulation et mesure est plus grand, notamment vis-à-vis des groupes frigorifiques. Leur modèle de la demande électrique liée à l'éclairage [36] s'est avéré plus satisfaisant que celui de la production d'eau chaude sanitaire [35] mais, globalement, la précision de leurs modèles est inférieure à celle des autres équipes de recherche travaillant sur le sujet. Ils ont toutefois été les premiers à appliquer leurs travaux au PV en analysant la simultanéité de la demande de l'habitat avec la production PV, dans le cas suédois [37]. Widén *et al.* sont allés plus loin dans le sens de l'étude du foisonnement et de la variabilité des usages avec l'analyse de profils agrégés et la comparaison entre les demandes de bâtiments et de maisons individuelles. Il en ressort que la demande agrégée se trouve d'autant plus lissée que le nombre de foyers considérés augmente [39], tant du fait de la variété de nature que de la variété de *timing* des usages de l'électricité d'un habitat à l'autre (Fig.25*-26*).

Établir des modèles de simulation s'avère délicat car le parc de charges domestiques (et donc la consommation unitaire de chaque appareil électrique) évolue en permanence, de même que la fréquence et la durée de leurs usages par les occupants de foyers à dimension variable [35] ; les mesures acquises sont donc comparées à des simulations dont les modèles-sources ont été établis sur la base de données beaucoup plus anciennes et de fait intrinsèquement erronées. Sous peine d'introduire des biais, la qualité des données de consommation est donc capitale, suggérant leur réactualisation régulière par instrumentation sur site de maisons habitées. C'est ce que nous ferons dans un second temps (cf. §4) après l'étude de plus nombreux profils (§3).

³⁷ Ce constat incite à lancer les simulations exposées plus loin sur un an complet et non quelques mois.

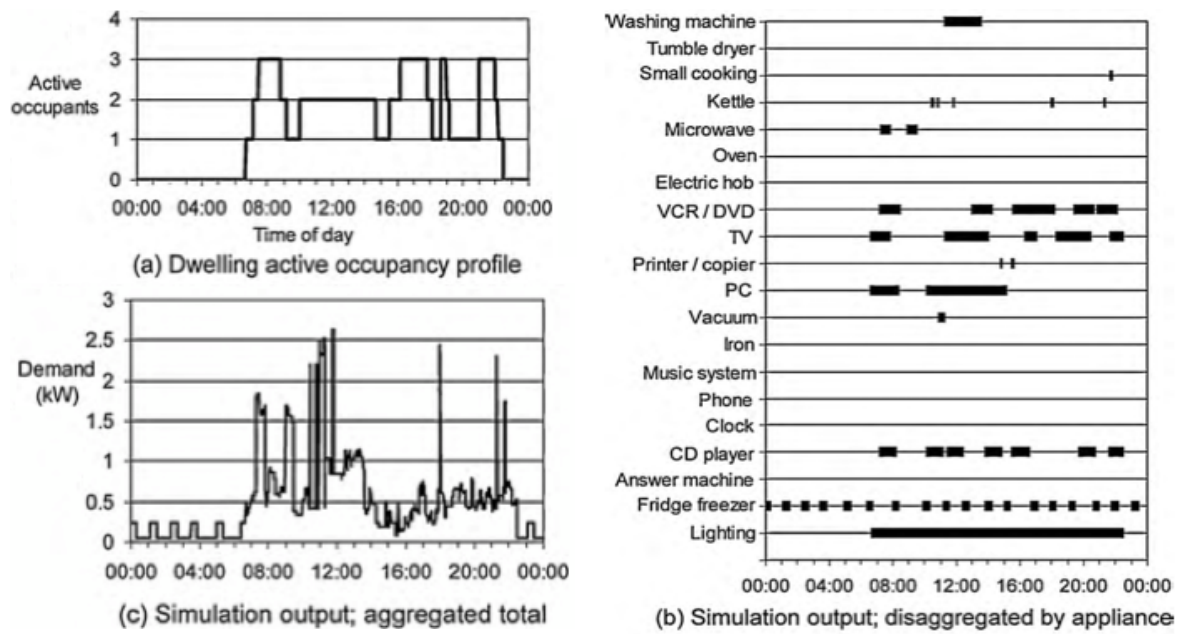


Fig.23. Résultats de simulation (c) obtenus par agrégation des profils de charge unitaires d'appareils électriques (b) pondérés par les profils d'occupation active (a) d'un logement anglais modélisé pour un jour d'hiver [33].

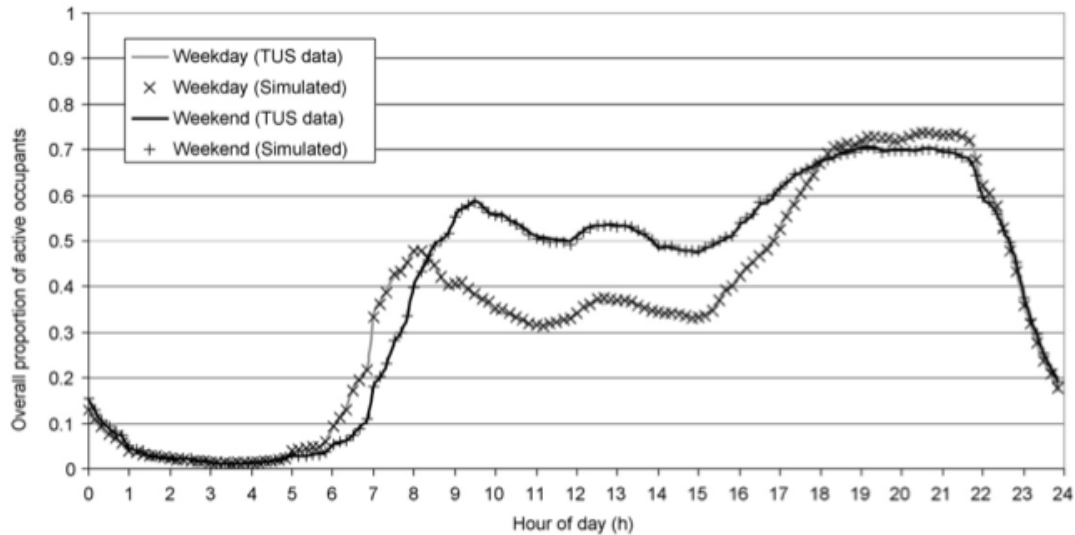


Fig.24. Comparaison des données simulées et réelles pour un jour de semaine (foyer à deux occupants) [33].

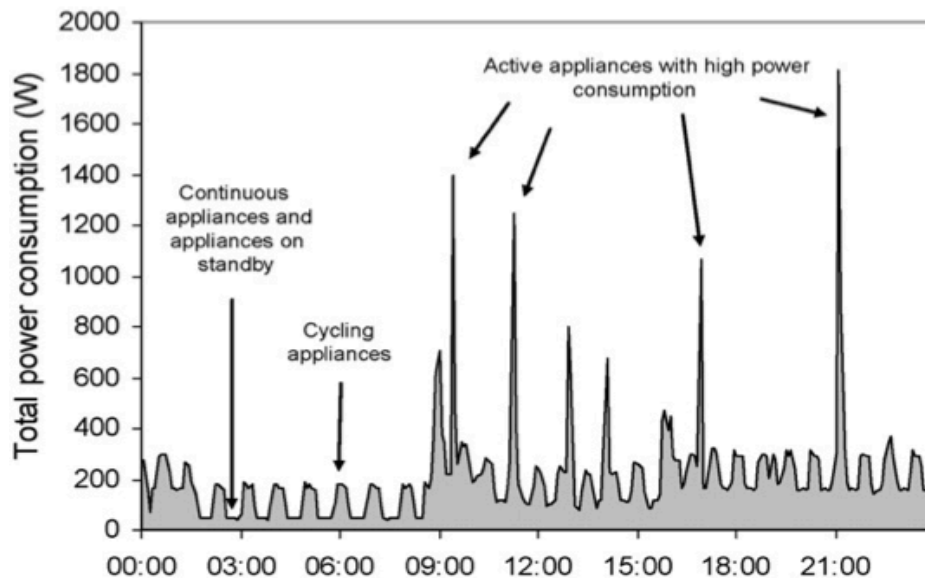


Fig.28. Données de consommation d'un foyer échantillonnées à 5 min sur un jour représentatif [41].

Autre équipe de recherche s'intéressant à l'analyser et la modélisation des profils de consommation, Wright *et al.* [40-43] ont mis en évidence le fait qu'un profil de charge domestique global est la superposition de profils de consommation individuels de trois types de charges domestiques : des appareils qui consomment en continu ou restent en veille ; des appareils qui consomment de façon cyclique ; et des appareils actifs qui consomment ponctuellement à forte puissance (Fig.27*-29*). L'enregistrement de la consommation électrique de 72 logements sur 2 ans ($\Delta t = 5 \text{ min}$) [41] leur a également permis de distinguer trois catégories de ménages, classées par consommation (Fig.29*). Si la consommation liée aux applications de froid semble homogène d'un logement à l'autre, celle des autres types de charge présente une grande hétérogénéité. Globalement, ce sont les appareils à forte puissance actifs ponctuellement qui contribuent le plus à la demande globale. Dans le même article [41], les auteurs ont illustré le fait que la demande annuelle moyenne croît de 4,5% par an, ce qui confirme la difficulté de modéliser en se basant sur des données datant de plusieurs années. Tout modèle de consommation devrait donc intégrer une autocorrection liée à cette hausse annuelle. Le recoupement de cette augmentation de la consommation avec la catégorie de foyer et le type de charge est riche d'enseignements : il s'avère que la hausse de demande d'énergie est principalement due aux applications continues et en veille pour les foyers à basse et haute consommation avec respectivement 26,3% et 10,7% d'augmentation des appels de puissance. Dans le même temps, les appareils actifs à forte puissance ont contribué à cette augmentation respectivement à hauteur de 13,9% et de 4,2% pour ces deux mêmes catégories de foyer [41].

Selon toute vraisemblance, l'explication d'une telle évolution réside dans le fait que chaque foyer a un nombre limité d'appareils frigorifiques qui sont remplacés d'une année sur l'autre par de nouveaux produits plus économes tandis que la maison se remplit d'autres produits dits consommateurs d'électricité spécifique et qui servent plus au confort des occupants du foyer qu'à une quelconque utilité pratique vitale tels le chauffage ou la conservation des aliments. L'achat de produits *high-tech* modernes toujours plus complexes et énergivores (imprimante, scanner, modem, router, portable, fax) et le remplacement du vieil électroménager par du neuf consommant lui aussi plus d'énergie en fonctionnement et surtout en veille (Fig.30*) explique une telle évolution haussière [41;43], quelque soit le type de bâtiment abritant le foyer [42]. Les appareils d'information, de communication et de divertissement (informatique, TV, hi-fi, lecteur DVD, écran plasma/LCD) représentent en moyenne 20% de la demande électrique du foyer, dont 30% (*i.e.* 7% de la demande totale) sont imputables au seul mode de veille [43]. Intégrée sur un temps long, la consommation de veille très faible en puissance devient grande en énergie ; de fait, il devient intéressant pour alimenter la maison de n'enclencher le système de stockage stationnaire associé qu'au-delà d'un seuil bas de puissance supérieur à cette base de consommation correspondant à la somme des veilles des charges de l'habitat (cf.§3.4).

A long terme, et en dépit des problèmes éthiques que cela implique, la reconnaissance des profils unitaires de demande des charges constitutives du parc domestique sera une piste d'amélioration de la modélisation de la demande, chaque appareil identifié dans la maison pouvant se voir attribuer un coefficient de hausse de la demande d'une année à l'autre. A l'INES, le projet Reactiv'Home œuvre dans ce sens avec de la reconnaissance de charge et la gestion active de leur demande [44].

Parmi les thèmes qui ont été abordés en matière de traitement des données comme intrants des modèles de flux énergétiques dans l'habitat, qu'il soit équipé ou non de panneaux solaires ou de stockage, il semble que le pas de temps soit donc un paramètre crucial à considérer, un compromis étant nécessaire entre la précision des données acquises, le temps de calcul lié à leur traitement et le caractère éthique lié à leur exploitation. Nous insistons ici sur le sujet car cette thématique de l'influence du pas de temps sera traitée dans un paragraphe dédié (§3.3).

D'après Richardson *et al.* [33], un pas de temps de 1 min est nécessaire pour mettre en avant les pics de consommation aigus de la maison, *i.e.* de faible durée et de forte puissance, faute de quoi le modèle aura tendance à sous-estimer les sollicitations en puissance tirées du réseau et la probabilité de transition entre phases d'arrêt et phases de fonctionnement sera erronée.

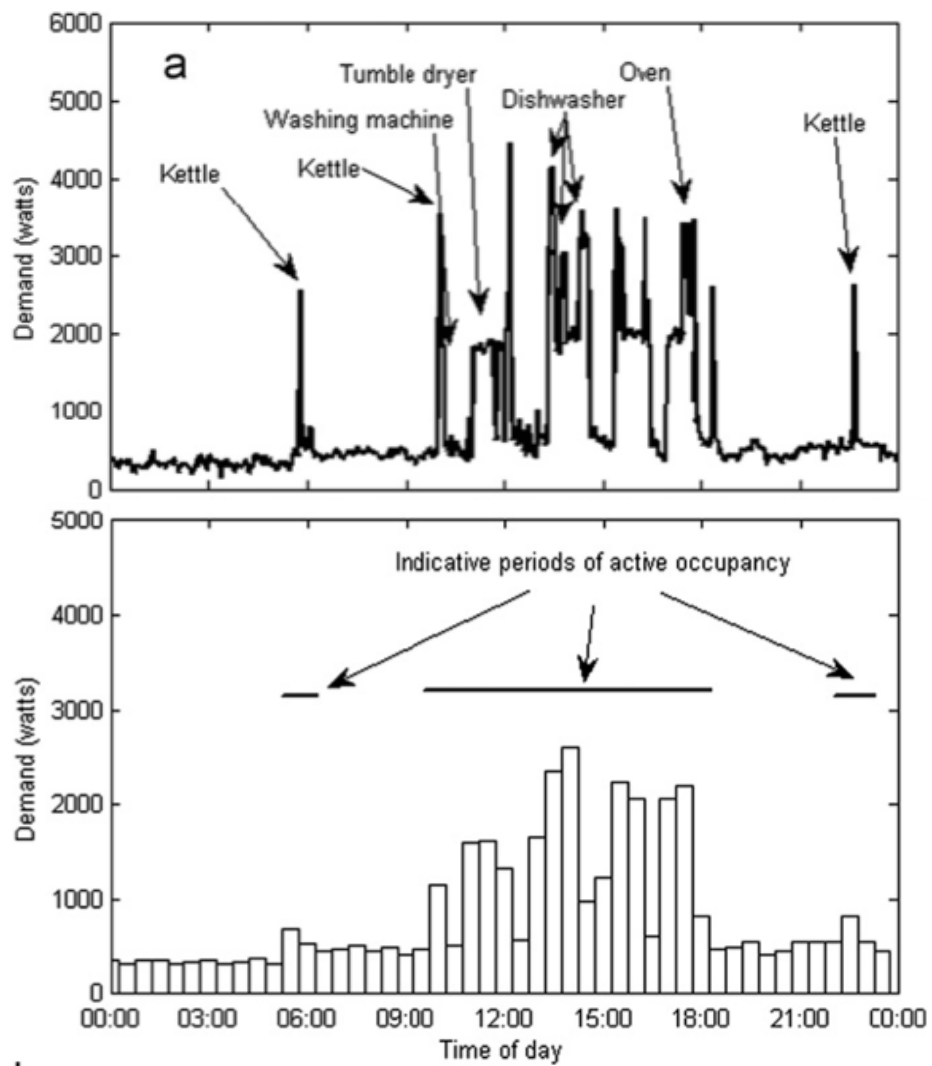


Fig.31. Profil de charge d'un foyer échantillonné à un pas de temps de 1 min (*haut*) et 30 min (*bas*) [34].

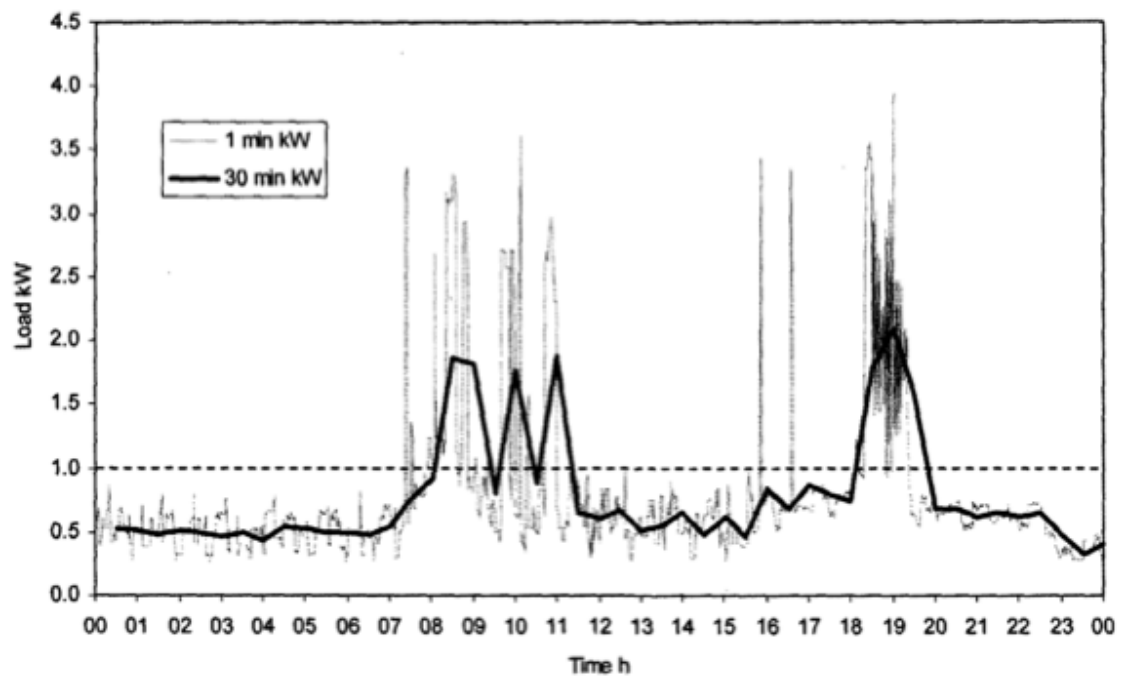


Fig.32. Profil de charge d'un foyer échantillonné à 1 min et 30 min, un jour de semaine, en décembre [40].

Sur le sujet du foisonnement, la prise en compte d'un pas de temps faible conduit à cerner d'autant plus précisément la coïncidence des appels de puissance qu'il y a de foyers concernés par ces appels concomitants. Autrement dit, étudier le foisonnement de la demande électrique de plusieurs foyers avec des données échantillonnées à un pas de temps élevé a peu de sens. Par ailleurs, comme la reconnaissance du profil de charge individuel des appareils électriques présents dans un foyer est d'autant plus aisée que le pas de temps d'acquisition est faible [34], la clef d'une non-infraction de la vie privée semble résider dans le choix de la résolution des données, l'acquisition demi-horaire étant à privilégier comme échantillonnage limite (Fig.31). On est en apparence devant un conflit d'intérêt entre recherche et développement, la future application de gestion d'énergie dans l'habitat remettant en cause ce qui en est l'origine. Toutefois, Richardson *et al.* [33] ont trouvé la parade : la solution réside dans le fait d'utiliser des données personnelles non-éthiques échantillonnées à 1 min pour générer un profil virtuel fidèle mais impersonnel donc éthique échantillonné à 1 min et dont le traitement pourra *a posteriori* faire l'objet d'un affichage auprès de l'utilisateur avec un pas de 30 min.

Wright *et al.* [40-43] ont analysé des profils de charge réels échantillonnés à 1 min de maisons avec production d'énergie décentralisée. D'après eux, considérer des données acquises à un pas de temps supérieur à 1 min conduit à sous-estimer la part d'électricité appelée et réinjectée sur le réseau car la fréquence des appels de puissance des charges domestiques est parfois très élevée (Fig.27*-29*). Ainsi, considérer un pas de temps élevé conduit à lisser les appels de puissance et à minimiser la sollicitation du réseau par l'habitat (Fig.32). Toutefois, si on examine la consommation globale de plusieurs foyers en même temps, par exemple au niveau du quartier, il s'avère que le recouvrement des appels de puissance tend à réduire la fréquence de connexion/déconnexion au réseau : comme le besoin s'exprime partout à peu près en même temps, les appels de puissance légèrement décalés mis bout à bout sollicitent le réseau moins fortement et plus longtemps que si chacun de leurs impacts est considéré isolément. Concernant le profil de génération, Wright *et al.* [40] disent que l'influence du pas de temps est faible quand le niveau de production est bas mais importante quand il est haut, le seuil idéal étant une production du même ordre que la consommation. Pour la production PV, un pas de temps de 5 min serait selon eux idéal mais un pas de temps de 30 min serait aussi acceptable.

Widén *et al.* [38] arrivent à la même conclusion par d'autres méthodes. Ils complètent leur analyse en expliquant que le pas de temps influence peu le monotone de puissance après foisonnement, suggérant que l'impact sur les niveaux de puissance est également réduit.

Bilan

L'inadéquation temporelle de la production photovoltaïque et de la consommation domestique dans l'habitat solaire impose la mise en œuvre de moyens techniques pour mieux les faire coïncider. Parmi le panel de solutions à notre disposition, outre la meilleure prévision de la production solaire, l'orientation est/ouest des panneaux ou la gestion intelligente de la demande, l'usage de systèmes de stockage stationnaire s'impose comme solution la plus pertinente et plausible à court et long terme. Nous en avons étudié les tenants et aboutissants en présentant la bibliographie publiée sur le sujet. Parmi les articles passés en revue, certains traitent de la gestion de la demande domestique, d'autres de la gestion de la production PV et d'autres de leur mise en convergence. En matière de gestion de la demande domestique, les profils de charge s'avèrent difficiles à modéliser car ils sont le reflet des occupants du foyer, de leurs appareils électriques, du taux et du *timing* d'utilisation qui est propre à chaque personne, famille, région ou pays dont les habitudes de vie et de demande électrique varient. En termes de gestion de production solaire, les objectifs de l'usage du stockage sont variés : tantôt pour limiter l'impact négatif de l'injection réseau du PV, tantôt pour offrir au gestionnaire de réseau la garantie d'un profil d'injection PV prédéfini, tantôt pour accroître le profit lié à la vente du PV, tantôt pour favoriser l'autoconsommation locale de la production PV par les charges domestiques. Ce dernier point fait écho à notre étude de convergence entre habitat solaire et transport électrique. A l'instar des travaux cités, nous avons donc intégré l'impact du pas de temps d'échantillonnage et nous avons défini des indicateurs d'évaluation permettant de comparer les performances de mise en convergence de l'offre et de la demande d'énergie dans l'habitat solaire.

2 Cadre industriel de l'étude du stockage d'énergie dans l'habitat solaire

Dans un contexte de baisse du coût du PV et de hausse du prix de l'électricité, il devient plus intéressant de fabriquer et consommer sa propre électricité via le PV plutôt que de la tirer du réseau à un prix en hausse structurelle. Comme l'autoconsommation "directe" ou "naturelle" (*i.e.* sans batterie) de l'électricité photovoltaïque ne couvre *a priori* que 30-35% des besoins électriques domestiques [13-14], il apparaît nécessaire de recourir à une interface de gestion d'énergie pour augmenter la couverture de ces besoins par le solaire. Plus que le *DSM*, les batteries de stockage sont l'outil idéal pour arriver à hauteur de 60-70% de besoins couverts.

Toutefois, ces valeurs n'étant que des estimations précoces, le développement, la réalisation, la modélisation et la validation expérimentale d'un système physique réel de stockage du PV sont des étapes indispensables au progrès des connaissances en la matière. Il s'agit d'étudier dans quelle mesure le dimensionnement et la temporalité d'usage du stockage permettent d'influencer les performances d'utilisation de la production solaire, de couverture des besoins domestiques, de réduction des pertes en ligne et d'augmentation de la rentabilité financière. C'est dans ce contexte qu'est né le projet Sol-ION, au lendemain de l'adoption en Allemagne d'un tarif dédié à l'autoconsommation et avec l'espoir que d'autres pays fassent de même. Depuis 2009 [45], le projet a bien avancé, en témoigne le nombre de résultats publiés [46-61].

2.1 Le projet Sol-ION, support de R&D pour le stockage du PV connecté réseau

Financé pour 3 ans ½ par le Ministère de l'Environnement (BMU) allemand et le Fonds Unique Interministériel (FUI) français, le projet labellisé Eureka, Eurogia et Tenerrdis réunit des acteurs français et allemands de nature, importance et corps de métier variés (Fig.33*) :

- Voltwerk, filiale de Conergy, spécialiste allemand des convertisseurs de puissance ;
- Fraunhofer IWES (*Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik*), institut de recherche privé allemand, spécialiste de l'énergie éolienne et de technologies de systèmes énergétiques ;
- ISEA (*Institut für Stromrichter-technik und Elektrische Antriebe*), institut universitaire de recherche, spécialiste des technologies de conversion d'énergie et de transmission électrique ;
- ZSW (*Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff*), institut de recherche technologique allemand, spécialiste de l'énergie solaire et de l'hydrogène ;
- E.ON, grand groupe industriel allemand leader dans le secteur de l'énergie, gestionnaire de réseau et fournisseur d'électricité principalement en Europe et plus marginalement dans le monde entier ;
- Saft (*Société d'Accumulateurs Ferroviaires de Traction*), grand groupe industriel français leader mondial dans la fabrication d'accumulateurs, coordinateur du projet et fournisseur des batteries ;
- INES (*Institut National de l'Energie Solaire*), institut de recherche technologique français dont trois laboratoires participent au projet : le Laboratoire de Stockage d'Electricité (LSE), le Laboratoire des Systèmes Solaires (L2S) et le Laboratoire d'Energétique du Bâtiment (LEB).
- Tenesol, ex-filiale de Total rachetée par SunPower Corporation, spécialiste français de l'intégration et de l'assemblage des systèmes PV.

Axé sur l'autoconsommation de la production solaire par l'habitat, le projet Sol-ION (solution de stockage stationnaire à base de batteries lithium-ion) met en jeu le développement et le couplage d'un système photovoltaïque et d'un système de stockage stationnaire composé de batteries Li-ion au sein d'un ensemble intégré qu'on appelle "système Sol-ION" (Fig.34*-35).

En ce sens, il s'inscrit dans la droite lignée du projet Module Li-PV (module multifonctionnel, stockage lithium-ion et conversion photovoltaïque de l'énergie), déjà mené par le CEA, clos en 2010 après 3 ans d'activités et qui a vu le développement d'un système autonome intégrant les fonctions de stockage, gestion, conversion et pilotage sur le module photovoltaïque même. Avec Sol-ION, l'idée est de passer à l'échelle supérieure pour stocker sur plusieurs journées l'énergie produite et consommée par un habitat solaire connecté réseau (Fig.34*) et non plus pour des applications destinées *a priori* à des systèmes solaires de petite taille en site isolé.

2.2 Le système Sol-ION : présentation de l'architecture électrique et des composants

Sol-ION est un projet de R&D ambitieux car il s'appuie sur un système hybride intégrant des fonctions de conversion et de stockage mobilisant une architecture électrique et des éléments technologiques jusque ici inédits dans le domaine du stockage pour le PV connecté réseau.

Architecture électrique, topologie

A mi-chemin entre la topologie à bus AC préconisée par Castillo-Cagigal *et al.* [5,14,17] et celle à bus DC préconisée par Riffonneau [26], l'architecture électrique du système Sol-ION met en jeu une topologie mixte avec deux *bus bar* : l'un en DC qui fait le lien entre le PV et le stockage ; l'autre en AC qui fait le lien entre le stockage, le réseau et les charges (Fig.35). Cette topologie peut être critiquée car elle met en jeu plus d'étages de conversion que dans les autres systèmes ; toutefois, elle a été pensée pour maximiser l'autoconsommation de l'énergie PV produite localement, non pour minimiser les pertes de conversion et maximiser le gain de revente de l'électricité sur le réseau. Elle est donc cohérente et logique pour le but recherché.

NB : le système Sol-ION n'inclue pas le système photovoltaïque. Au contraire, il se greffe à un habitat solaire déjà équipé d'une installation photovoltaïque, le dimensionnement du stockage se faisant alors en fonction de la taille des panneaux et de la consommation de la maison.

Aspect extérieur

Le système Sol-ION se présente sous la forme d'une armoire électrique de 250 kg qui mesure 50 x 50 x 170 cm [60] (Fig.36-37, *gauche*) et s'installe facilement chez l'utilisateur. Il contient :

- un étage inférieur abritant le stockage et le système de gestion des batteries (BMS) ;
- un étage supérieur abritant l'onduleur PV, le convertisseur batterie et le système de gestion d'énergie (EMS) que l'utilisateur peut piloter via une interface homme-machine (IHM).

Alimenté via un câble issu du bus DC qui recueille la production PV élevée à 700V par un convertisseur élévateur de tension (*boost*), le système Sol-ION fournit au bus AC via un câble d'alimentation monophasé l'énergie qu'il a vu transiter directement ou après stockage. Outre les départs de charge en triphasé classiquement présents et les disjoncteurs associés, le tableau électrique associé contient un compteur intelligent et un analyseur réseau (Fig.36, *droite*).

NB : Dans le système Sol-ION, à la différence du projet Module Li-PV, le système de stockage et les organes de conversion sont donc cette fois désolidarisés des panneaux solaires, offrant un volume de stockage mieux maîtrisé, accessible et ajustable selon le business model choisi.

Bloc batteries

Concrètement, le stockage se présente sous la forme de 4 à 6 modules de batteries composés chacun de 14 éléments (Fig.38*) connectés en série/parallèle pour offrir 2,2 kWh par module³⁸.

Les éléments de batterie utilisés dans le système Sol-ION ont été conçus par la société SAFT et correspondent au modèle *VL45E* d'ores et déjà disponible sur le marché (Tab.6*, Fig.39*). Ils appartiennent à la famille des batteries lithium-ion et ont pour technologie d'électrode une base d'oxyde mixte nickel-cobalt-aluminium (NCA) à la positive et du graphite à la négative.

Après une série de tests sur banc de cyclage, les performances des modules de batterie ont été mesurées en condition réelle d'usage à divers états de charge (SOC) pour divers courants de décharge (Fig.40*). Les données acquises ont servi à affiner le modèle de batterie associé qui ne tenait compte jusque là que des valeurs nominales et autres spécifications du constructeur. Une brique du modèle liée au vieillissement de batteries sera en outre élaborée au gré des tests sur site afin de prévoir fidèlement l'état de santé (SOH) du stockage sur toute sa durée de vie.

³⁸ Selon le dimensionnement du stockage (8,8 à 13,2 kWh) et du PV (3 à 9 kWc), le ratio stockage/PV vaut 0,98 à 4,4 kWh/kWc, à comparer aux 0,48 kWh de batteries par module Li-PV de 75 Wc (6,4 kWh/kWc).

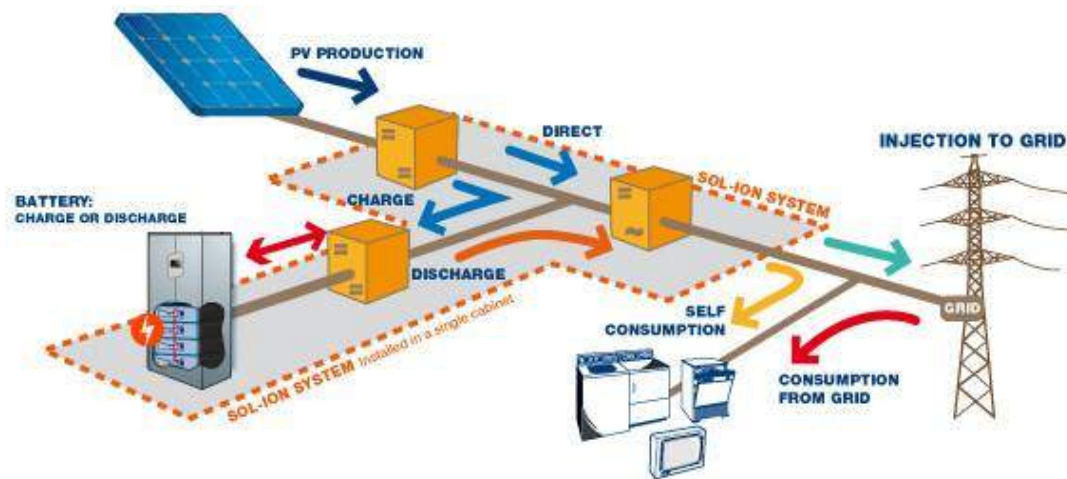


Fig.35. Équivalent physique du schéma du système Sol-ION et inventaire de tous les flux d'énergie entre pôles.

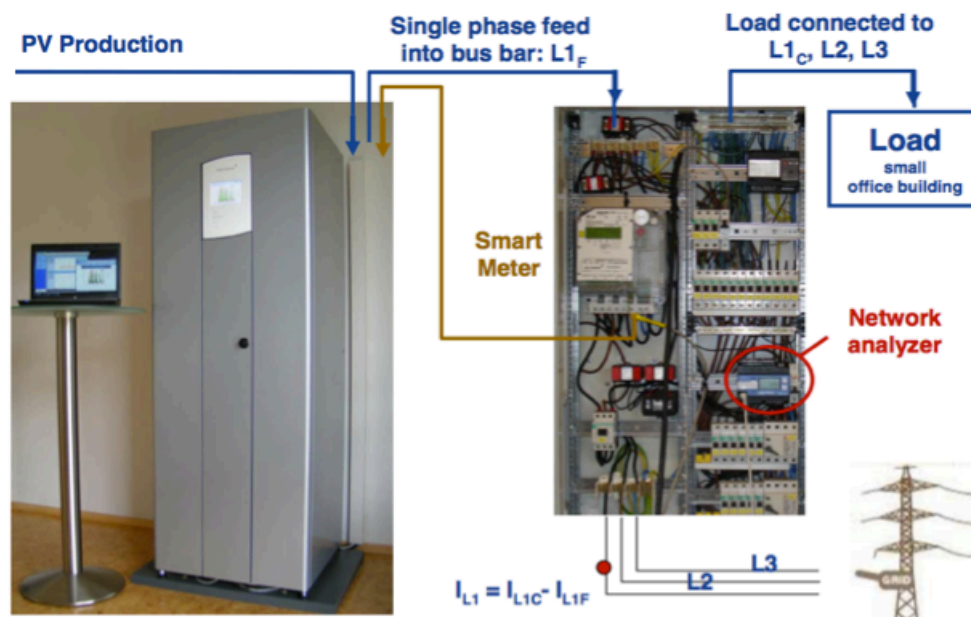


Fig.36. Vue externe du système Sol-ION (gauche), tableau électrique (droite) et schéma des flux associés [54].

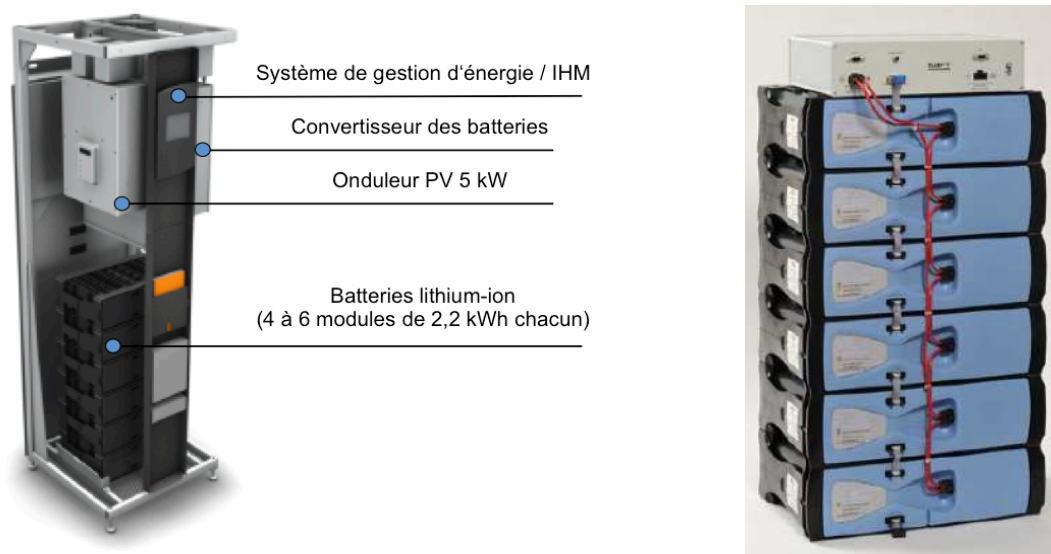


Fig.37. Vue interne du système Sol-ION (gauche) et photo d'un pack à 6 modules avec BMS (droite) [54].

NB : En considérant un système à 4 modules impliquant de fait une énergie stockée de 8,8 kWh, une énergie spécifique de 121 Wh/kg (BMS et connectiques incluses) et une capacité de 45 Ah, nous avons mesuré en fonctionnement un rendement énergétique de 95% et un rendement faradique supérieur à 99% pour un régime de cyclage de C/3 (i.e. pour un courant de charge/décharge égal à 15 A).

Bloc convertisseurs

Au global, le système Sol-ION comprend 3 convertisseurs (Fig.41-43) :

- Un convertisseur DC/DC (noté C1, Fig.41) placé après le champ PV pour en élever la tension afin de la faire concorder avec la tension du bus DC fixée à 700 V. La tension de fonctionnement en entrée varie de 275 à 750 V selon l'irradiation et l'architecture de connexion des panneaux. C1 est contrôlé par MPPT pour maximiser le productible PV, et ce à un rendement toujours très élevé (Fig.43).
- Un convertisseur DC/DC bidirectionnel (noté C2) reliant la batterie au bus DC (Fig.42). A l'instar du convertisseur C1, il permet de faire concorder la tension de la batterie au bus DC et *vice versa*.
- Un convertisseur DC/AC bidirectionnel (noté C3) situé à l'intersection des bus DC et AC, en sortie du système Sol-ION. Appelé aussi onduleur, il permet d'onduler le courant continu à 700 V en un courant alternatif à 230 V correspondant à la tension normalisée du réseau.

NB : La conception des convertisseurs DC/DC notés C1 et C2 est la partie du projet qui a demandé le plus de créativité car aucun des convertisseurs disponibles sur le marché ne permettaient de travailler dans les gammes de tension de fonctionnement imposées par le cahier des charges du projet. Cela a donné lieu à l'invention de nouvelles topologies d'électronique de puissance (Fig.41-42) permettant la réduction du nombre de composants, une meilleure compacité des cartes électroniques et de très bons rendements aux tensions d'entrée observées (Fig.43) [53].

Perspectives, intérêt du projet

Situé à l'interface entre les panneaux photovoltaïques, les charges domestiques et le réseau de distribution (Fig.44-45), le système Sol-ION a pour mission de stocker l'énergie solaire pour soulager le réseau électrique en heure de pointe, maintenir la qualité du courant, garantir une facture allégée pour l'utilisateur et assurer la fourniture de l'énergie en cas de coupure de courant.

Concrètement, il est la réunion d'un bloc de stockage et d'un bloc de conversion jouant le rôle d'interface entre la production et la consommation d'un habitat solaire connecté réseau, le réseau étant considéré comme le dernier recours à envisager pour alimenter les charges. Via la gestion électronique qui lui permet de hiérarchiser les flux et d'optimiser leur usage par les charges mais aussi via la communication avec le réseau qui lui fournit des informations sur les conditions techniques d'exploitation et les tarifs de l'électricité, le système Sol-ION participe de l'essor des réseaux intelligents (*smart grid*) ; il permet d'intégrer plus d'énergie renouvelable intermittente sur le réseau en réduisant la pointe d'injection du PV sur le réseau.

Le projet Sol-ION ne s'arrête pas à la conception et à la réalisation du système Sol-ION ; il faut aussi simuler les performances et en vérifier la fonctionnalité sur le terrain. D'ici la fin du projet, des campagnes de tests seront organisées sur 75 sites en France et outre-Rhin. La phase opérationnelle comprend 2 volets : l'un sur 50 sites de France métropolitaine, Corse et Guadeloupe ; l'autre sur 25 sites d'Allemagne (Aachen, Kassel, Schwandorf, Stuttgart, etc.). A terme, six systèmes seront installés sur le site de l'INES à Chambéry et deux sur le site de Vignola (Corse-du-Sud), au sein de la plate-forme de recherche de Paglia Orba. Sur le site de Chambéry, un système sera intégré à une maison de la plate-forme INCAS gérée par le LEB.

Au sein du projet, le rôle de l'INES a été de développer le modèle de simulation du système. L'objectif était d'étudier les performances du système en fonction de plusieurs applications, pour en déduire la valeur ajoutée pour l'utilisateur et le gestionnaire de réseau. Ainsi, les diverses stratégies d'utilisation du système Sol-ION ont été évaluées, caractérisées et validées grâce à une version améliorée du modèle présentée ci-après. Outre les conclusions présentées dans ce mémoire, le résultat majeur issu de ce travail a été la proposition de recommandations pour réorienter les mesures politiques d'incitation en matière de tarifs d'achat du PV.

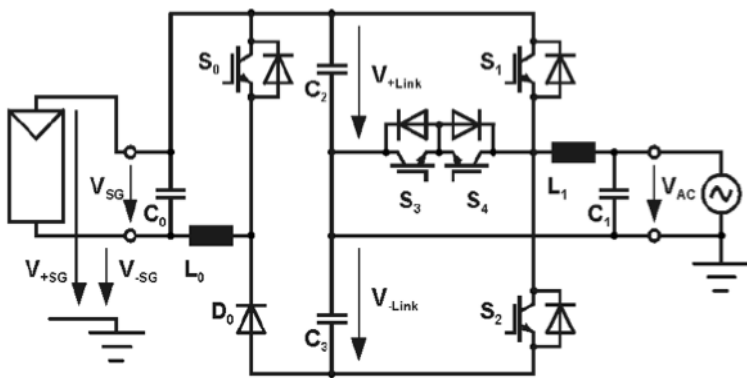


Fig.41. Schéma simplifié de l'électronique de puissance du convertisseur C1 [53].

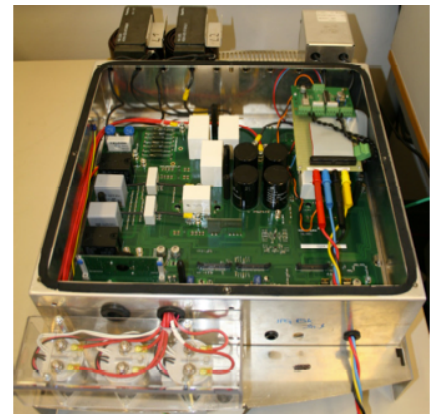


Fig.42. Photo de l'intérieur d'un prototype du convertisseur C3 [53].

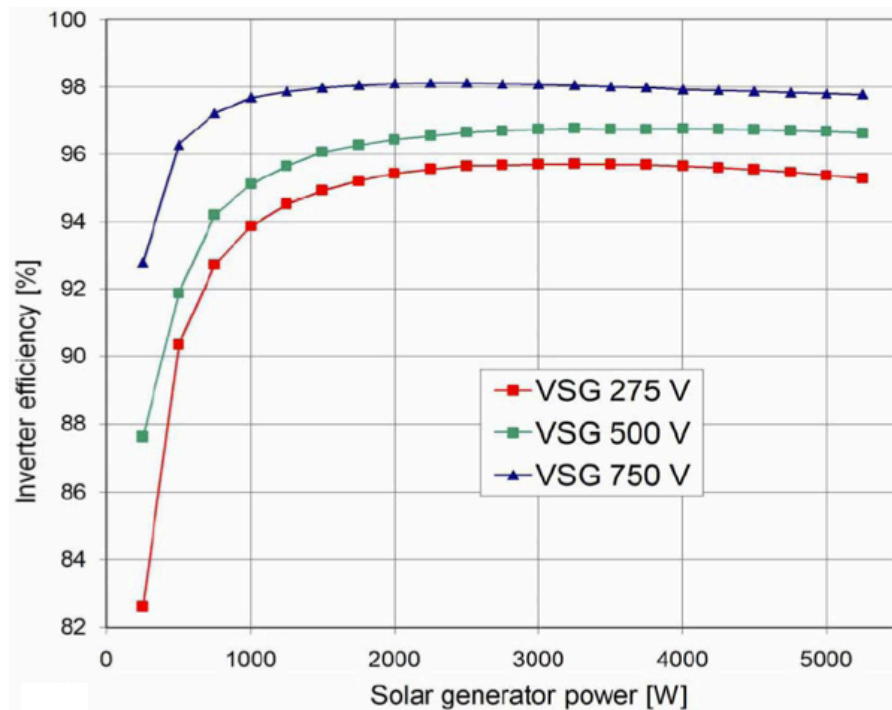


Fig.43. Evolution du rendement de C1 en fonction de la puissance PV pour diverses tensions d'entrée [53].

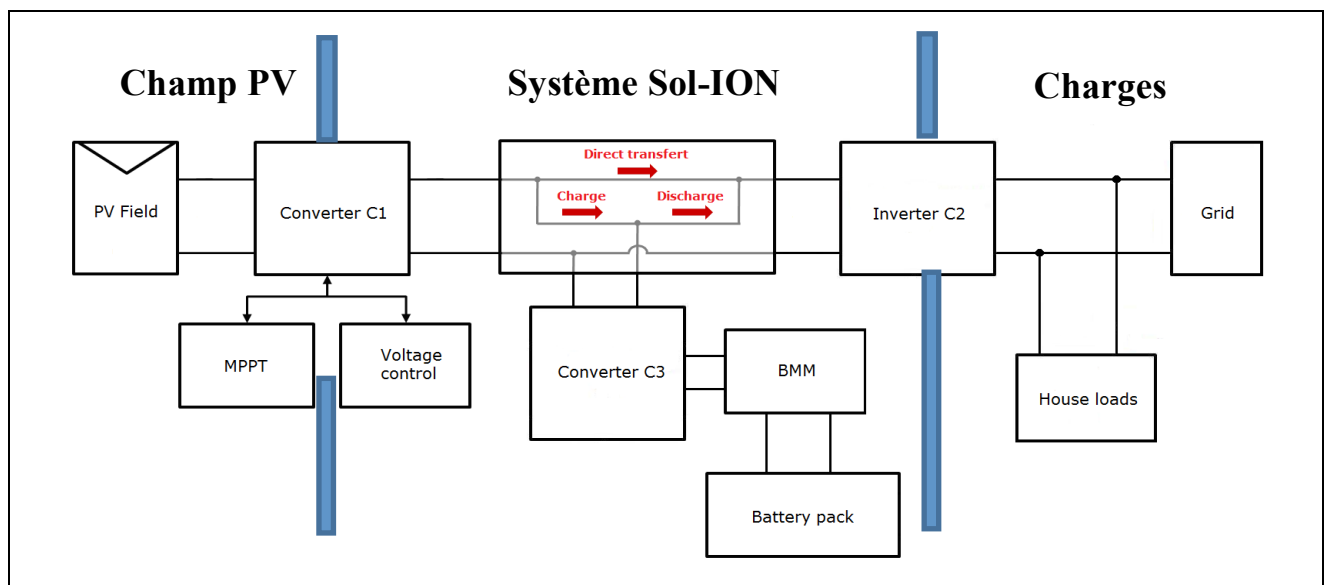


Fig.44. Schéma du système Sol-ION et détail des éléments composant son architecture électrique [62].

2.3 Le système Sol-ION : inventaire des flux et définitions des indicateurs retenus

A l'instar de Castillo-Cagigal *et al.* [5], nous listons ici les flux d'énergie traversant Sol-ION, de façon à décomposer l'enchaînement des étapes de transfert et conversion de l'énergie, et ce afin de préparer le découpage du code de calcul qui sous-tend le modèle de simulation (§2.2). Procédons dans l'ordre en suivant le schéma détaillé de son architecture électrique (Fig.44) :

1. Tout d'abord, le champ PV produit une énergie E_{PV} qui résulte de la conversion du flux d'irradiation solaire en électricité par effet photovoltaïque : $E_{sol} \cdot \eta_{PV} = E_{PV}$, où :

- E_{sol} est la quantité totale d'énergie solaire reçue par le système photovoltaïque ;
- η_{PV} est le rendement global du système photovoltaïque ;
- E_{PV} est la quantité totale d'énergie produite par le système photovoltaïque ;

Par définition, cette énergie varie au cours du temps car elle résulte du produit d'une tension et d'un courant évoluant en fonction des variables de l'irradiation solaire et de la température.

NB : Tension et courant sont reliés en permanence via la caractéristique du panneau ou courbe $I-V$.

2. La totalité de l'énergie E_{PV} est collectée et centralisée en entrée du convertisseur C1 qui sert à transformer la tension variable en sortie du champ PV, comprise ici entre 275 et 750 V, en une tension fixe aussi stable que possible, fixée à 700 V par la tension du bus DC en aval.

Produit de l'énergie PV E_{PV} et du rendement de conversion de C1, l'énergie correspondante issue de C1 est la source de 3 flux d'énergie distincts en direction du réseau, des charges et de la batterie du système Sol-ION : $E_{PV} \cdot \eta_{C1} = E_{C1} = E_{C1_{grid}} + E_{C1_{load}} + E_{C1_{bat}}$

- η_{C1} est le rendement du convertisseur C1 pour la conversion 275-750 V DC // 700 V DC ;
- E_{C1} est la quantité totale d'énergie en sortie du convertisseur C1 ;
- $E_{C1_{grid}}$ est la quantité partielle d'énergie issue de C1 destinée à être injectée sur le réseau ;
- $E_{C1_{load}}$ est la quantité partielle d'énergie issue de C1 destinée à alimenter les charges domestiques ;
- $E_{C1_{bat}}$ est la quantité partielle d'énergie issue de C1 destinée à être stockée via Sol-ION.

3. Les flux d'énergie à destination du réseau et des charges domestiques passent en réalité par un seul et même convertisseur C2 qui transforme la tension fixe en sortie du convertisseur C1, fixée ici à 700 V, en une tension fixe aussi stable que possible imposée à 230 V par le réseau.

NB : Pour ce cas de figure, le convertisseur C2 a donc un rendement a priori constant car il voit des tensions fixes en entrée et en sortie. Outre la fonction d'abaisseur, il change la nature du courant.

De fait, on a l'expression : $(E_{C1_{grid}} + E_{C1_{load}}) \cdot \eta_{C2} = E_{C2}^{direct} = E_{C2_{grid}}^{direct} + E_{C2_{load}}^{direct}$, où :

- η_{C2} est le rendement de l'onduleur C2 pour la conversion 700 V DC // 230 V AC ;
- E_{C2} est la quantité d'énergie en sortie du convertisseur C2 issue directement du PV via C1 ;
- $E_{C2_{grid}}^{direct}$ est la quantité d'énergie en sortie de C2 issue directement du PV et destinée au réseau ;
- $E_{C2_{load}}^{direct}$ est la quantité d'énergie en sortie de C2 issue directement du PV et destinée aux charges.

4. En parallèle de cela, l'énergie issue du PV destinée à être stockée via Sol-ION passe par le convertisseur C3. Il sert à transformer la tension fixe en sortie du convertisseur C1, toujours fixée à 700 V, en une tension variable imposée par le pack de batteries du système Sol-ION qui dépend de la capacité de la batterie et de son état de charge au moment de la conversion. Numériquement, elle évolue entre 179 et 336 V selon le nombre de modules considéré³⁹.

³⁹ Pour un pack de 4 modules comportant 56 éléments, la tension évolue entre 179 et 224 V car les seuils haut et bas de tension par élément sont de 4 et 3,2 V respectivement. Pour un pack à 6 modules et 84 éléments, la tension évoluera donc entre 269 et 336 V. Au global, le convertisseur C3 voit donc une tension comprise entre 179 et 336 V. A noter que la valeur 3,2 V est supérieur au seuil bas indiqué dans les specs de l'élément unitaire (Tab.7) pour garantir la sécurité, préserver de la capacité et limiter le vieillissement.

L'énergie ainsi produite passe par le système de gestion de la batterie (BMS) qui la *dispatche* en fonction des caractéristiques du pack : une part sert à alimenter directement la batterie pour la faire passer d'un état de charge initial à un état de charge final plus élevé ; l'autre part sert au maintien en tension de la batterie en *floating* une fois que l'état de charge est maximal.

De fait, on a l'expression : $E_{C1_{bat}} \cdot \eta_{C3}^{in} = E_{C3}^{in} = E_{bat}^{ch} + E_{float}^{ch}$, où :

- η_{C3}^{in} est le rendement du convertisseur C3 pour la conversion 700 V DC // 179-336 V DC ;
- E_{C3}^{in} est la quantité totale d'énergie que le convertisseur C3 fournit à la batterie (mode charge) ;
- E_{bat}^{ch} est la quantité partielle d'énergie que C3 fournit à l'entrée de la batterie (charge) ;
- E_{float}^{ch} est la quantité partielle d'énergie que C3 fournit au BMS et qui sert au *floating*.

5. À l'intérieur de la batterie, les phénomènes électrochimiques en présence⁴⁰ donnent lieu à des pertes que l'on traduit globalement par une valeur de rendement de stockage en décharge. Le même type de phénomène a lieu en sens inverse.

Ainsi, on obtient l'expression : $E_{bat}^{ch} \cdot \eta_{bat}^{ch} = E_{bat}^{sto} = E_{bat}^{dch} / \eta_{bat}^{dch}$, où :

- η_{bat}^{ch} est le rendement de stockage en charge ;
- E_{bat}^{sto} est la quantité totale d'énergie stockée dans la batterie (mode charge) ;
- η_{bat}^{dch} est le rendement de stockage en décharge ;
- E_{bat}^{dch} est la quantité totale d'énergie déstockée de la batterie (mode décharge) ;

6. L'énergie déstockée E_{bat}^{dch} résultant de la décharge passe de nouveau par le convertisseur de batterie bidirectionnel C3 avant d'être réinjectée sur le bus bar DC : $E_{bat}^{dch} \cdot \eta_{C3}^{out} = E_{C3}^{out}$, où :

- η_{C3}^{out} est le rendement du convertisseur C3 pour la conversion 179-336 V DC // 700 V DC ;
- E_{C3}^{out} est la quantité totale d'énergie que le convertisseur C3 fournit au bus DC ;

7. L'énergie PV stockée par le système Sol-ION passe à son tour par l'onduleur C2 qui en transforme la tension continue fixée à 700 V en une tension alternative fixée à 230 V. Cette énergie alimente les charges et le réseau : $E_{C3}^{out} \cdot \eta_{C2} = E_{C2}^{indirect} = E_{C2_{grid}}^{indirect} + E_{C2_{load}}^{indirect}$, où

- $E_{C2_{grid}}^{indirect}$ est la quantité d'énergie en sortie de C2 issue indirectement du PV et destinée au réseau ;
- $E_{C2_{load}}^{indirect}$ est la quantité d'énergie en sortie de C2 issue indirectement du PV et destinée aux charges.

Définition des indicateurs étudiés

Selon ce qu'on désire observer, du côté de la production, de la consommation ou du stockage, on peut mettre en avant tel ou tel flux et en comparer les valeurs simulées d'une configuration du système Sol-ION à l'autre. Le tout est de savoir quel paramètre nous intéresse le plus.

Le coefficient d'autoconsommation au sens de Castillo-Cagigal *et al.* [5,14,17] sera pour nous le taux de couverture solaire de la demande domestique, baptisé χ . On distinguera les taux de couverture directe χ_d et indirecte χ_i , équivalant à la part de demande électrique domestique qui est satisfaite par le PV directement et indirectement, sans et avec stockage respectivement. Le gain d'autonomie Γ_χ est défini comme le ratio entre taux de couverture indirect et direct :

$$\chi = \chi_d + \chi_i = \frac{E_{C2_{load}}^{direct} + E_{C2_{load}}^{indirect}}{E_{load}} \quad ; \quad \Gamma_\chi = \frac{\chi - \chi_d}{\chi_d} = \frac{\chi_i}{\chi_d} = \frac{E_{C2_{load}}^{indirect}}{E_{C2_{load}}^{direct}}$$

⁴⁰ La chute ohmique, liée à la dissipation de puissance surtout lors du passage des ions dans l'électrolyte ; la résistance de transfert de charge, liée aux cinétiques des réactions aux électrodes ; et la résistance de transfert de matière, liée au déplacement des espèces par migration, diffusion et/ou convection.

En outre, nous avons estimé que la production PV effectivement consommée par les charges vis-à-vis de son potentiel réel de production n'était pas prise en compte à sa juste mesure. C'est ce qui selon moi fait vraiment sens derrière le terme d'autoconsommation et permet notamment d'évaluer la part de production PV que l'on a évité d'injecter sur le réseau.

De fait, j'ai défini comme taux d'autoconsommation, baptisé α , le rapport entre l'énergie PV consommée par les charges domestiques et celle produite dans l'absolu. On distinguera les taux d'autoconsommation directe α_d et indirecte α_i , équivalant à la part de production PV qui alimente les charges directement et indirectement, sans et avec stockage respectivement. Le gain d'autoconsommation Γ_α est le ratio des taux d'autoconsommation indirect et direct :

$$\alpha = \alpha_d + \alpha_i = \frac{E_{C1load}^{direct} + E_{C1load}^{indirect}}{E_{C1}} ; \quad \Gamma_\alpha = \frac{\alpha - \alpha_d}{\alpha_d} = \frac{\alpha_i}{\alpha_d} = \frac{E_{C1load}^{indirect}}{E_{C1load}^{direct}}$$

NB : A l'instar de Castillo-Cagigal et al. [5,14,17], nous voyons que la distribution des flux issus du PV entre le réseau, la batterie et les charges se fait via un arbitrage sur les valeurs d'énergie :

$$\begin{aligned} \text{Pour } E_{C2load}^{direct} > E_{load} & \begin{cases} E_{bat} = (E_{C2load}^{direct} - E_{load}) \cdot \eta_{C3}^{in} \cdot \eta_{bat}^{ch} / \eta_{C2} & \text{si } SOC_{bat} < SOC_{max} \\ E_{grid} = E_{C2load}^{direct} - E_{load} & \text{si } SOC_{bat} = SOC_{max} \end{cases} \\ \text{Pour } E_{C2load}^{direct} = E_{load} & \begin{cases} E_{bat} = 0 \\ E_{grid} = 0 \end{cases} \\ \text{Pour } E_{C2load}^{direct} < E_{load} & \begin{cases} E_{bat} = (E_{C2load}^{direct} - E_{load}) / (\eta_{C3}^{out} \cdot \eta_{bat}^{dch} \cdot \eta_{C2}) & \text{si } SOC_{bat} > SOC_{min} \\ E_{grid} = E_{C2load}^{direct} - E_{load} & \text{si } SOC_{bat} = SOC_{min} \end{cases} \end{aligned}$$

Avec :

- E_{C2load}^{direct} est la quantité d'énergie en sortie de C2 issue directement du PV et destinée aux charges.
- E_{load} l'énergie consommée par les charges domestiques (valeur toujours positive) ;
- E_{bat} l'énergie échangée avec les batteries (positive si on les charge, négative si on les décharge) ;
- E_{grid} l'énergie échangée avec le réseau (positive si on l'injecte, négative si on la prélève) ;
- SOC_{bat} l'état de charge des batteries de stockage (valeur toujours positive) ;
- SOC_{max} l'état de charge maximum des batteries de stockage ;
- SOC_{min} l'état de charge minimum des batteries de stockage.

Le dernier indicateur important a trait à la sollicitation de la batterie en termes de cycles de charge et de décharge ; il permettra notamment d'évaluer la profondeur de décharge liée à l'utilisation des batteries en fonction des paramètres de dimensionnement du stockage mais aussi en fonction de la localisation de l'installation PV simulée et de son dimensionnement.

Sur la plage de temps simulée, à chaque pas de temps de simulation, la valeur absolue de la variation d'état de charge a été enregistrée d'un pas de temps à l'autre, de manière à calculer la profondeur de décharge moyenne de sollicitation de la batterie, en charge ou en décharge.

La somme de ces valeurs de variation d'état de charge fournit la donnée du nombre de cycles équivalents correspondant, comme si les phases de charge et décharge partielles mises bout à bout formaient des cycles de charge/décharge complets. C'est un indicateur global qui permet de voir l'impact du stockage en termes énergétiques là où la donnée de la variation d'état de charge (ou, par abus, la profondeur de décharge) permet d'investiguer l'impact en puissance.

Tous deux servent d'intrant au calcul de vieillissement des batteries de stockage, dont le but intrinsèque est d'investiguer la durée de vie du stockage dans le système en fonction de son usage concret. *In fine*, selon la fréquence de son remplacement, la rentabilité économique peut être impactée et justifier de la modification du dimensionnement du système pour l'utilisateur.

2.4 Le modèle Sol-ION, support de simulation des flux d'énergie dans l'habitat solaire

Le modèle Sol-ION est un modèle de simulation numérique élaboré sous le logiciel Matlab et dont l'objectif est de valider l'intérêt technico-économique de l'installation d'un système de stockage stationnaire pour faire coïncider la production solaire et la consommation électrique domestique. Il met en jeu une interface graphique où l'utilisateur renseigne les paramètres caractéristiques de l'habitat solaire et du stockage stationnaire qu'il veut lui associer ainsi que la stratégie (autoconsommation naturelle, assistée, avec ou sans seuils de puissance, *backup*) et les données relatives au contexte économique incitatif. Après simulation, on tirera comme résultats parmi tant d'autres : le taux d'autoconsommation de la production solaire, le taux de couverture solaire du besoin domestique et la sollicitation des batteries en termes de cyclage.

Créé fin 2008 / début 2009 par Zhe Feng [45] avec un volet sous Simulink, le premier opus du modèle avait pour but de dimensionner le stockage afin de maximiser l'autoconsommation de l'énergie produite par l'habitat solaire abritant le système Sol-ION, et ce pour différents sites. Désormais, les caractéristiques de ces systèmes ont été fixées spécifiquement et la fabrication des premiers prototypes a débuté. De fait, le rôle du modèle a évolué vers la simulation des diverses stratégies d'utilisation possibles pour apporter de la plus-value à ces systèmes.

Pour ce faire, le modèle a été repris, amélioré et refondu sous Matlab de mi-2010 à mi-2011 avant d'être testé et validé fin 2011 [62]. Le cœur de calcul du modèle a été reconfiguré afin de prendre en compte le plus précisément possible les rendements des étages de conversion de l'énergie et de la batterie. Cela nous permet à présent d'explorer différentes voies d'utilisation de ces systèmes et de valider ou non les gains ainsi obtenus. La prise en compte des courants et des tensions en tout point du système est l'évolution majeure d'un modèle qui a ainsi gagné en précision mais aussi en temps de calcul par de nombreuses simplifications de codage.

Concrètement, chaque composant du système est représenté par un sous-modèle qui décrit ses performances en fonction des conditions externes pour évaluer les performances du système tant globales que locales. En suivant le schéma de raccordement typique du système Sol-ION dans un habitat solaire, les composants ont été répartis en plusieurs blocs de modélisation où différents sous-modèles sont développés et diverses données sont implémentées (Fig.45).

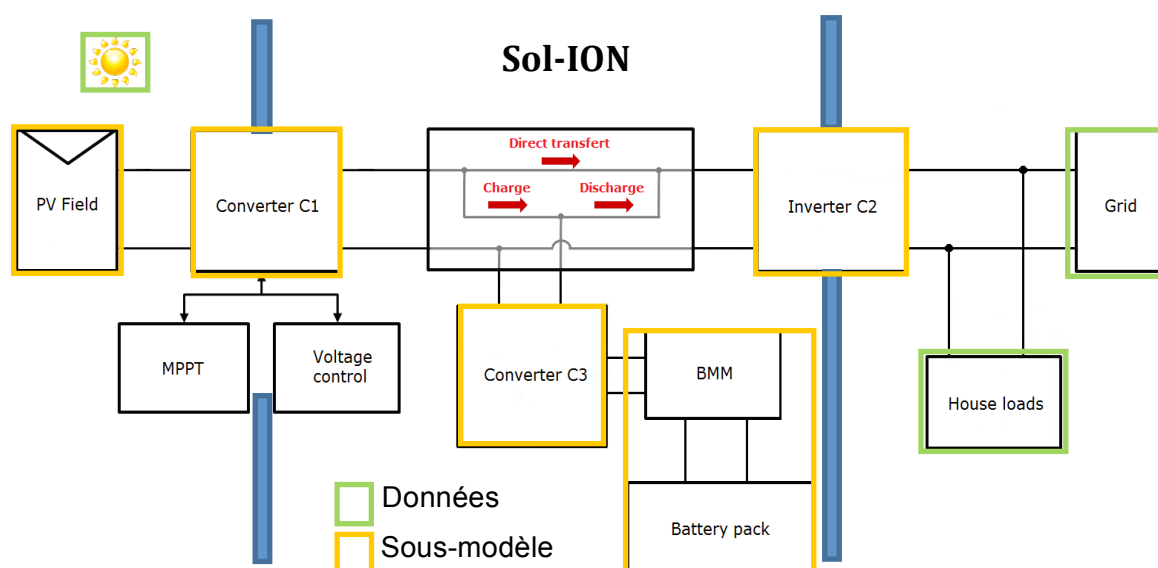


Fig.45. Schéma du système Sol-ION et distribution du contenu du modèle (données et sous-modèles) [62].

Au niveau de l'architecture du fichier Matlab encodant les divers blocs de modélisation, la difficulté réside dans l'enchaînement des étapes de traitement et opérations de calcul sur les données, les résultats en sortie de certains blocs servant d'intrant à d'autres blocs (Fig.42). Par ailleurs, entre deux blocs et à l'intérieur même des blocs physiques, la circulation des flux d'électricité (Fig.35) génère des déperditions d'énergie qui doivent être prises en compte dans le modèle pour que les simulations soient le plus fidèles possible à la réalité. Elles sont prises en compte via la considération des rendements associés à chaque conversion.

NB : Le rendement du chargeur bidirectionnel de la batterie est en réalité distinct selon si on est en phase de charge ou de décharge. Cette modalité n'a pas été prise en compte dans le modèle Sol-ION.

Pour ce qui est des données d'entrée du modèle, servant par exemple à calculer la production photovoltaïque ou à comparer celle-ci avec le besoin de consommation électrique d'un foyer donné, les valeurs sont soumises à modification par l'utilisateur à chaque nouvelle simulation, d'où une plus grande flexibilité et une meilleure adaptation aux exigences réelles de l'utilisateur.

Concrètement, les caractéristiques technico-économiques des divers composants en présence peuvent être tabulées par l'utilisateur dans sept sous-blocs de paramétrage accessibles séparément les uns des autres à partir de la page d'accueil de l'interface graphique du modèle (Fig.46) :

- un sous-bloc qui concerne les charges domestiques (*Loads*) ;
- un sous-bloc qui concerne les modules photovoltaïques (*Photovoltaics*) ;
- un sous-bloc qui concerne les modules de batteries (*Battery*) ;
- un sous-bloc qui concerne les convertisseurs (*Inverter*) ;
- un sous-bloc qui concerne le choix des paramètres économiques (*Economy*) ;
- un sous-bloc qui concerne le choix de la stratégie de gestion d'énergie (*Strategy*) ;
- et un sous-bloc qui concerne le choix de la localisation du système (*Site*).

Au final, on peut distinguer cinq blocs de modélisation indépendants qui interagissent les uns avec les autres en servant d'intrants : le générateur photovoltaïque, le convertisseur C1 lié à la production d'électricité d'origine photovoltaïque, le convertisseur C2 lié à l'injection sur le réseau de cette production, les batteries (+BMS) et le convertisseur C3 lié à leur interfaçage. Sont exposés ci-après la logique de modélisation qui sous-tend ces blocs et l'enchaînement de leurs appels par le code de calcul principal, en accord avec le bilan énergétique global (§2.1).



Fig.46. Page d'accueil de l'interface graphique du modèle Sol-ION avec ses sous-éléments [62].

Modélisation du générateur solaire photovoltaïque

Les panneaux photovoltaïques étant un assemblage série/parallèle de photopiles qui sont la source d'une production d'énergie électrique en courant continu, on peut assimiler la toiture photovoltaïque à un générateur de courant dont la tension est fixée. Au final, la production photovoltaïque s'exprime sous la forme d'une puissance, produit de l'intensité du courant traversant le panneau et de la tension à ses bornes ; elle dépend de multiples paramètres tels que : l'irradiation solaire G_T , la température ambiante T_a , la température de cellule T_c , etc.

La bibliographie est très fournie sur le sujet. L'article de Skoplaki *et al.* [63] reprend assez bien ce qui a été fait en la matière, avec un focus particulier sur l'impact de la température. Selon le type d'intégration des panneaux (centrale au sol, BIPV, surimposition, etc.), diverses valeurs empiriques de coefficients η_{Tref} et β_{ref} sont considérées mais le rendement PV suit globalement l'équation d'Evans-Florschuetz : $\eta_c = \eta_{Tref}[1 - \beta_{ref}(T_c - T_{ref})]$.

A l'échelle du module, cette équation s'est vue transformée, raffinée ou complexifiée par de nombreux auteurs qui se la sont appropriée chacun dans leur domaine d'application (Tab.6*). Le même type de synthèse bibliographique a été réalisé pour la puissance en sortie du module, aux coefficients empiriques s'ajoutant le facteur du *Maximum Power Point Tracker* (MPPT), *i.e.* le système de suivi du point de fonctionnement de puissance maximal du module PV [62].

Dans notre cas, les données météorologiques appelées servent d'intrant en terme de valeurs de température et d'irradiation pour calculer les caractéristiques en tension et en courant de la production PV. Celle-ci est caractérisée par le dimensionnement du champ PV en termes de nombre de modules, de technologie de cellule, d'inclinaison et d'orientation des panneaux. Pour imiter le principe du MPPT à l'échelle du modèle, la technique a consisté à définir la courbe $I = f(V)$ (ou courbe I-V, Fig.47*) qui est caractéristique du modèle de panneau choisi, de façon à en déterminer le point de fonctionnement de puissance maximale (P_{max}). Avec cette méthode, les informations de courant (I_{mpp}) mais surtout de tension (V_{mpp}) sont connues, à l'inverse de la méthode de calcul polynomial utilisée dans l'ancienne version du modèle, qui ne rendait disponible que la seule donnée de la puissance (P_{mpp}), sans détail du courant et de la tension. Toutes ces caractéristiques sont compilées pour calculer précisément la quantité d'électricité produite en temps réel, à chaque pas de temps de la simulation.

NB : Du fait de la disponibilité en temps réel du courant et de la tension en tout point du système, ce calcul a permis d'ajouter un sous-bloc de modélisation lié au vieillissement de la batterie.

Modélisation des convertisseurs de puissance

Le modèle de convertisseur utilisé inclue la partie inverseur, *i.e.* les deux étages de conversion DC/AC et DC/DC sont pris en compte. L'étape de conversion introduit une perte d'énergie dans le système qui s'exprime sous la forme d'un rendement de conversion [1] :

$$\eta_{conv} = \frac{p}{p + n_0 + mp^2} \text{ avec } p = \frac{P_{out}}{P_{in}} ; n_0 = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) ; m = \frac{1}{\eta_{100}} - n_0 - 1$$

Les rendements validés de ces 3 convertisseurs sont issus de mesures menées à 3 tensions de fonctionnement distinctes sur une plage d'entrée allant de 250 W à 5250 W. Le modèle utilise ces données sous formes de tables via lesquelles les valeurs de rendement sont interpolées par splines pour calculer à chaque pas de temps les pertes induites par les conversions associées.

C'est un point important que de segmenter l'information et de la rendre plus accessible par le modèle car recalculer à chaque pas de temps le rendement associé à la puissance d'entrée serait coûteux en puissance de calcul (*i.e.* en mémoire disponible) et en durée de simulation. Pour ce faire, il est important de discrétiser la courbe de rendement des convertisseurs à un pas d'échantillonnage qui soit le meilleur compromis possible entre une faible quantité de données stockées et une grande précision de la valeur reconstruite à partir de ces données.

Modélisation des batteries de stockage

La modélisation du pack de batteries lithium-ion a été réalisée conjointement par l'INES, l'ISEA et SAFT. Il contient différents volets : une partie dédiée au comptage du nombre de cycles de charge/décharge réalisés (les cycles partiels étant convertis en cycles équivalents), une partie dédiée au vieillissement, une partie dédiée au rendement.

Afin de déterminer la tension du pack batterie à tous instants, une campagne de cycles de charge/décharge du pack batterie a été réalisée à divers régimes de façon à obtenir une cartographie de la tension batterie en fonction du courant demandé et de l'état de charge SOC. Les mesures ont eu lieu sur l'ensemble de la plage de courant admissible par le BMS et avec un pas de 2 A entre chaque mesure. Une fois implémentées dans une table, ces valeurs sont interpolées linéairement pour être utilisées comme intrant dans le modèle du pack de batteries.

Le modèle fournit la tension batterie à tout instant et permet de calculer les performances énergétiques du pack batterie via le rendement du système qui s'exprime ainsi :

$$\eta_{bat} = \frac{\sum_{j=1}^n |I_{batj}^-| * U_{batj} * \Delta t_j}{\sum_{i=1}^m I_{bati}^+ * U_{bati} * \Delta t_i} \begin{cases} m/n \text{ et } i/j = \text{nombre et numéro de phases de charge/décharge} \\ U_{bat} \text{ et } I_{bat}^{+/-} = \text{tension de batterie et courant de charge/décharge} \\ \Delta t_i / \Delta t_j = \text{pas d'échantillonnage de la phase de charge/décharge} \end{cases}$$

En parallèle de ces tests sur les systèmes, nous avons entrepris des campagnes d'essais sur les packs batteries physiques pour évaluer leurs performances en condition d'usage réel, veiller à leur bonne intégration dans le système Sol-ION et reparamétrer le modèle en cas de besoin.

Ces tests ont montré des performances conformes aux spécifications du constructeur SAFT et ont permis de valider la modélisation des batteries dans le modèle global du système Sol-ION. Si des points de vigilance mineurs ont été soulevés en termes de robustesse du système, ils ne mettent toutefois pas en cause les bonnes performances électriques et logicielles du pack [62].

Enchaînement logique des opérations de calcul du modèle

Au début de chaque simulation, les variables associées aux caractéristiques des composants du système qui ont été tabulées par l'utilisateur sont chargées en mémoire, de même que :

- les tables de rendement des différents convertisseurs C1, C2 et C3 ;
- les tables de test du pack de batteries, en charge et en décharge ;
- les tables d'irradiation et de température du lieu choisi.

Un répertoire de sauvegarde dédié à la simulation en cours est créé avec un nom de dossier qui inclue explicitement les valeurs des principaux paramètres (puissance crête PV, nombre de modules de batteries, numéro de la maison et mode de fonctionnement du système).

Les paramètres de précision du modèle sont définis en termes d'interpolation entre les valeurs des tables de rendement des convertisseurs et en termes de pas de temps utile à la simulation. De fait, si on choisit un niveau de précision d'interpolation élevé et/ou un pas de temps faible, on s'expose à une durée de simulation plus longue de par la mobilisation de plus de mémoire, des calculs plus longs et compliqués et/ou le traitement d'un plus grand nombre de données. A ce niveau du programme, on trouve aussi la partie utile pour faire tourner le modèle sur une durée inférieure à un an définie par l'utilisateur. En outre, celui-ci peut boucler la simulation sur une année sans prendre le 1^{er} janvier comme date de départ des intrants de données.

Dans le fichier Matlab relatif à la modélisation et qui est exécuté pour lancer la simulation, les appels de fonction et sollicitations de variable s'enchaînent logiquement et parfois de manière imbriquée. Sans réécrire en détail le code de calcul intégré dans le programme, nous faisons ci-après un inventaire non exhaustif de l'enchaînement des étapes de calcul réalisées par le modèle. Elles sont citées pêle-mêle dans l'ordre d'apparition dans le codage du modèle, la séparation arbitraire par sous-bloc est destinée à faire le rapprochement avec l'IHM (Fig.46).

Localisation (Site)

Pas de code de calcul spécifique pour ce sous-bloc.

Stratégie (Strategy)

En fonction du scénario de stratégie d'utilisation du système voulu par l'utilisateur (dans ce cas, l'autoconsommation), les données peuvent être manipulées différemment par le modèle de façon à générer par exemple des événements réseau aléatoires (perturbations ou coupures).

Economie (Economy)

Les prix en heure creuse / heure pleine définis par l'utilisateur sont répartis sur l'année et confrontés à la quantité d'énergie prélevée sur le réseau, de façon à calculer le coût de l'énergie consommée par l'habitat en question et, le cas échéant, le gain généré par l'utilisation du système Sol-ION.

Photovoltaïque (Photovoltaics)

Selon type de panneau tabulé, la courbe $I = f(V)$ correspondante est tracée et son point de puissance maximale est mémorisé, comme le ferait un système MPPT. Les résultats obtenus pour un module sont généralisés à l'ensemble du champ PV via l'agencement série/parallèle choisi par l'utilisateur en accord avec la tolérance du convertisseur. Selon la tension aux bornes du panneau choisi et le courant produit à l'instant t dans les conditions d'irradiation et température définies par les données, la puissance du convertisseur est calculée via la table de rendement. Si la batterie est disponible, cette puissance sert de donnée d'entrée intervenant dans le calcul de gestion d'énergie par la batterie ou par l'onduleur qui injecte la production PV sur le réseau. Pour gagner du temps de calcul, les valeurs d'irradiation faibles servant d'intrant au calcul de la production PV sont remplacées par des zéros à partir d'un seuil en-deçà duquel le système ne peut de toute façon pas produire d'énergie.

Charges domestiques (Loads)

Pour traiter d'affilée un nombre important de profils de consommation sans avoir à relancer à chaque fois le modèle ni à charger les variables et autres paramètres d'entrée ne changent pas, une fonction de bouclage a été implémentée et qui permet d'économiser en temps de calcul. Dans le cas d'une consommation additionnelle liée à l'usage d'un véhicule électrique, cas traité ultérieurement, une fonction permet d'ajouter le besoin de recharge aux besoins domestiques de base.

Convertisseur (Inverter)

En amont des charges domestiques à alimenter directement par le solaire, le modèle calcule le besoin augmenté des charges prélevé sur le bus AC en tenant compte des pertes de rendement induites par l'étage de conversion de l'onduleur. Dans le cas du réseau, *a priori* connecté sur le bus AC sans étage de conversion (au niveau de la prise), il n'y a pas de pertes considérées : toute la puissance appelée par les charges est prélevée telle quelle sur le réseau.

En réalité, le prélèvement d'électricité sur le réseau génère lui aussi des pertes de transport et de distribution qui n'ont pas lieu dans le cas d'une alimentation par le PV. C'est une des nombreuses raisons qui font privilégier l'autoconsommation plutôt que l'injection réseau totale.

Batterie (Battery)

Les seuils d'utilisation de la batterie sont mémorisés et intégrés au modèle de batterie, de même que les données de l'élément servant d'unité au module constitutif de Sol-ION. En clair, les variables du pack de batteries appelées par le modèle sont calculées via les spécifications de l'élément et via la taille du système choisie par l'utilisateur pour la simulation. Dans le cas du projet Sol-ION, Saft étant le fabricant fournisseur attitré des batteries, il s'agit juste de définir le modèle et les caractéristiques unitaires de la batterie considérée. En pratique, si l'on voulait comme pour le PV avoir le choix du produit à intégrer dans le modèle, on donnerait à l'utilisateur le choix entre plusieurs marques / fabricants de batteries dont les caractéristiques associées seraient automatiquement chargées par le programme. En fonction de la stratégie adoptée, les paramètres de batterie associés seraient retenus. Dans le cas de l'autoconsommation, on considère 3 raisons pour lesquelles la batterie ne cycle pas :

- la production PV et la consommation domestique coïncident exactement ;
- la batterie est vide alors que le besoin des charges est supérieur à la production PV ;
- la batterie est pleine alors que le besoin des charges est inférieur à la production PV.

Dans le reste des cas, la batterie est sollicitée :

- si la batterie est en phase de décharge, la puissance augmentée appelée par les charges en amont du convertisseur DC/AC sert à calculer l'énergie en amont du convertisseur DC/DC de la batterie, la différence étant due aux pertes de rendement de ce même convertisseur.
- si la batterie est en phase de charge, la puissance réduite produite par le PV en aval du convertisseur DC/DC du PV sert à calculer l'énergie en aval du convertisseur DC/DC de la batterie, la différence étant due aux pertes de rendement de ce même convertisseur.

La table du rendement du convertisseur est valable pour une tension prise entre 250 et 336V. Par conséquent, la disposition série/parallèle de la batterie doit respecter cette gamme de tension. Contrairement à ce qui a lieu dans la réalité, le rendement du convertisseur DC/DC de la batterie est considéré identique que l'on soit en phase de charge ou de décharge (valeur initiale fixée à 92%).

Du point de vue de la batterie, la puissance chargée en provenance du champ PV et déchargée à destination des charges domestiques est limitée non seulement en termes de seuils d'état de charge (SOC), mais aussi en termes de seuils de courant et de tension de charge/décharge. Liées plutôt à des aspects sécuritaires servant à prévenir l'emballement thermique et préserver de la capacité, les valeurs associées sont issues des spécifications de batterie tabulées par l'utilisateur. L'état de charge est calculé par comptage ampérométrique à partir de l'état de charge initial.

Une fonction a été implémentée pour compter le nombre de cycles partiels subis par la batterie, ce qui correspond au changement de tendance haussier/baissier du SOC. Grâce à cela, la profondeur de décharge moyenne et le nombre de cycles équivalents sont aussi calculés. Pour présenter au mieux et synthétiquement les résultats, les paramètres d'analyse les plus pertinents sont répertoriés dans un fichier montrant la distribution statistique du flux d'énergie selon le pôle où il a transité (Fig.48*). C'est sur cette base que seront réalisées l'analyse et l'exploitation des résultats de simulation.

Remarque

La première version de ce modèle refondu a été validée en janvier 2011. L'année suivante a servi à son développement et à son débogage en profondeur et la programmation de stratégies optimisées. Le modèle a été complété par des données plus exactes de consommation domestique et de calcul de la production solaire (irradiation, température, etc.). Au regard des paragraphes précédents, on note clairement que la partie batterie est la plus-value du modèle et la partie la plus complexe en termes de modélisation. La partie PV est également compliquée mais elle a l'avantage de faire l'objet de flux à sens unique avec comme intrant des valeurs fixes issues de données et non des valeurs variables issues de calculs en temps réel. Même chose pour le convertisseur qui mobilise des données reconstruites par interpolation de tables de données. La dernière partie de notre travail s'est axée sur des campagnes de simulation pour divers sites et puissances PV installées, de façon à tester les scénarios envisagés lors du fonctionnement en mode autoconsommation et pour d'autres usages du stockage. La contribution de la thèse intervient particulièrement à ce niveau..

Bilan

L'étude de la mise en coïncidence de la production PV et de la demande domestique par le stockage stationnaire a trouvé son expression la plus parfaite dans la réalisation d'un projet de R&D franco-allemand porté par des spécialistes du PV, des batteries et des convertisseurs : le projet Sol-ION. Le projet Sol-ION met en jeu le design, la conception et la modélisation d'un ensemble physique mobilisant un système de stockage modulable. Ce système est intégré à une architecture électrique avec des organes de conversion capables d'interfacer la production PV et le réseau pour faire passer l'habitat solaire d'une convergence simple à une convergence mixte. L'inventaire des flux d'énergie en transit a permis la définition d'indicateurs de performance basés sur les concepts d'autonomie et d'autoconsommation. Par ailleurs, le modèle de simulation servant à figurer les interactions de convergence entre la production PV, les charges domestiques, les batteries de stockage et le réseau a été présenté en détail avec l'enchaînement des opérations de calcul, les liens entre sous-blocs du modèle et une description sommaire de l'interface graphique à laquelle l'utilisateur final aura accès.

3 Validation du modèle et étude paramétrique

Le premier modèle Sol-ION élaboré sous Matlab/Simulink visait à calculer la part du besoin électrique domestique pouvant être alimentée : soit par les panneaux solaires, directement (sans batterie) ou indirectement (avec batterie, via le système Sol-ION) ; soit par le réseau électrique (via la prise secteur). Les données de consommation utiles au modèle étaient des données réelles issues d'une campagne de mesures appelée IRISE ayant fait l'objet de partage de données dans le cadre du projet européen REMODECE. Réalisée par EDF entre 1998 et 2000, la campagne IRISE répertorie les consommations de 98 maisons enregistrées sur un an avec un pas de temps de 10 minutes via un système de mesure DIACE (*Landis & Gyr*) [64].

Pour mener à bien la simulation sous Matlab/Simulink et réduire le temps de calcul, le modèle avait été testé à l'époque sur la base d'un seul profil de consommation annuelle qui était en fait la moyenne de la centaine d'enregistrements disponibles. En prenant comme hypothèses de départ une batterie de stockage au lithium-ion de 5 kWh et une installation photovoltaïque de 3 kWc à Kassel (Allemagne), on obtenait un rapport d'un tiers à chaque poste : un tiers de l'électricité consommée par les charges domestiques étant issu directement des panneaux PV, un tiers provenant de la batterie et un dernier tiers étant prélevé sur le réseau [45].

Même si elle a donné un bon ordre de grandeur pour dimensionner le système Sol-ION, cette étude n'était pas représentative des flux d'énergie transitant réellement dans le système car la littérature nous dit que le foisonnement induit par la moyenne introduit une erreur importante. Au lieu d'utiliser le modèle sur une moyenne de données de consommation électriques, il s'est donc agi de l'utiliser sur chacun des profils de consommation pour n'en faire la moyenne qu'*a posteriori*. Toutefois, cette stratégie a été plus longue et moins aisée que prévu car une kyrielle de défauts a été mise au jour, défauts qui étaient jusque-là cachés par le foisonnement et qu'il aura fallu corriger et traiter sans perdre en précision ou en exactitude. Dans ce sous- chapitre seront détaillés les problèmes constatés et les solutions adoptées.

3.1 Présentation des données de consommation en entrée du modèle

L'étude attentive des données de consommation domestiques utilisées originellement comme intrant du modèle a révélé des erreurs ou des incohérences préjudiciables à la modélisation.

Tout d'abord, les séries de données n°34, 38, 78 et 94 se sont révélées absentes (Fig.49*-51*), ramenant à 94 le nombre de profils exploitables pour l'étude. Par ailleurs, les données se sont avérées très dispersées car les mesures n'ont pas été réalisées aux mêmes dates (Fig.49*) :

- le début des mesures s'est échelonné sur plus d'un an entre le 22/01/1998 et le 30/04/1999 ;
- la fin des mesures s'est échelonnée sur plus d'un an entre le 01/02/1999 et le 05/05/2000.

Parmi ces données, deux phases d'expérimentation se distinguent clairement (Fig.49*) :

- l'acquisition des mesures pour les maisons n°1 à 50 a été lancée entre mi-janvier et fin mars 1998 pour être arrêtée entre début février et mi-avril 1999 ;
- l'acquisition des mesures pour les maisons n°51 à 98 a été lancée entre mi-février et fin avril 1999 pour être arrêtée entre fin février et mi-mai 2000.

De fait, on ne peut pas se restreindre à la période commune à tous les enregistrements car elle se réduirait dans le meilleur des cas à deux mois entre mi-février et mi-avril 1999. La solution possible de séparer en deux le traitement des données en suivant cette distinction de phases n'a pas été retenue car même dans ce cas la partie commune est inférieure à une année pleine.

Autre souci : même si l'évolution des dates d'enregistrement semble suivre la même allure, la durée d'acquisition des mesures varie en fait beaucoup, entre 353 et 399 jours (Fig.50*). C'est assez problématique car on doit tenir compte de la variation saisonnière des besoins en électricité.

En écartant les profils unitaires de durée inférieure à l'an, *i.e.* les maisons n°3 et 82, on tombe à 92 maisons dont les données sont exploitables. Pour pallier la non concomitance observée, les données mesurées ont par ailleurs été bouclées pour faire commencer chaque profil au 1^{er} janvier d'une année non bissextile. C'est un paramètre important car dans une phase le fichier concernait 365 jours et dans l'autre 366. Même si cela pose problème en termes de conditions climatiques distinctes, l'écart d'une année sur l'autre susceptible d'influer sur le poste du chauffage et d'introduire une incertitude dans le calcul a été considéré comme négligeable.

À ce stade, les profils unitaires présentaient une forte disparité, la moyenne de consommation d'énergie électrique sur 10 min variant ainsi entre 29 et 336 Wh, soit une demande électrique totale de 1 503 à 17 652 kWh/an (Fig.51*). Plutôt que de moyenniser l'ensemble des profils, l'écart constaté nous enjoint de fait à considérer chaque profil de façon indépendante, par exemple en faisant des classes de logement de consommation voisine, ou encore en ramenant au nombre d'habitants du foyer la consommation globale du logement mesuré. Cette dernière donnée n'étant pas connue, j'en suis resté au filtrage et à la sélection des données en l'état.

Hélas, il s'est avéré qu'on ne pouvait pas en rester là car les fichiers de données contenaient d'autres erreurs à l'échelle du pas de temps considéré dont on ne pouvait pas se douter en examinant le fichier à l'échelle globale. Un très grand nombre d'interruptions d'acquisition ont ainsi eu lieu, d'où l'enregistrement de données fausses, à la fois à la baisse et à la hausse.

Ex : Le 2 juin 1998 (Tab.8, 1^{ère} ligne), l'enregistrement des données de consommation de la maison 13 (n°2000912) s'interrompt à 00h20, la valeur mesurée chaque 10 min passant de 49, 46 et 38 Wh à zéro. Par la suite et pendant 783 occurrences, soit durant plus de 130 h, toutes les valeurs stockées sont nulles alors que les charges continuent de consommer. Le 7 juin 1998 à 10h40, l'enregistrement reprend normalement et affiche pour 10 min la valeur erronée de 66 525 Wh, correspondant à la somme des énergies ayant été consommées pendant l'interruption. Par la suite, les mesures affichées repassent à des valeurs crédibles de 478, 474 et 480 Wh pour chaque pas de temps de 10 min.*

Les erreurs des fichiers de consommation IRISE ont été repérées, répertoriées et classées par date et heure de début et d'arrêt d'interruption, pic de valeur erroné, moyenne du pic réparti sur tout l'intervalle de valeurs nulles et jeux de trois valeurs précédant et suivant l'interruption (Tab.8*). Le recensement de ces paramètres a été à l'origine d'une méthode adaptative de réparation des données exposée sommairement ci-après.

Au final, 45 192 données vides ont été comptées pour un total de 228 erreurs réparties sur 56 maisons et cumulant 4,35 MWh d'énergie mal enregistrée, soit 0,8% de l'énergie mise en jeu dans l'ensemble des données de consommation IRISE. On voit que la distribution des erreurs par fichier (Tab.9*) et le nombre de valeurs nulles par erreur (Fig.52*) sont très variables. Ainsi, la moitié des erreurs est imputable au seul fichier de mesure de la maison n°39 (Tab.9*) tandis que les 5 plus longues erreurs représentent 33% du nombre de valeurs nulles (Fig.52*).

Pour pallier les interruptions de mesure, une méthodologie a été mise en œuvre qui consiste à repérer les tronçons de même longueur que l'interruption, comparer la somme de leurs valeurs et sélectionner celui dont les dates, heures et valeurs d'encadrement concordent le mieux avec celles précédant et/ou suivant l'interruption d'enregistrement. Quoique longue et fastidieuse, malgré la création d'un programme Matlab destiné à reconnaître les trous de données et à automatiser la correction, cette méthode empirique a permis de tester la validité des résultats de simulation issus de la première version du modèle Sol-ION. C'était une étape cruciale car il fallait vérifier que le système Sol-ION n'avait pas été mal dimensionné sur la base des conclusions tirées de la simulation d'une moyenne plutôt que de la moyenne des simulations. Le résultat des simulations de contrôle après correction est présenté au sous-chapitre suivant.

3.2 Validation du modèle et évaluation des performances du système

Une fois corrigées, les données de consommation IRISE ont été intégrées au modèle Sol-ION pour simuler le fonctionnement du système de stockage stationnaire éponyme dans le cas de tailles de panneaux solaires, de tailles de stockage et de localisations du système variables.

Concrètement, comme le résume le plan d'expériences (Tab.10*), le modèle a été appliqué :

- pour tous les profils individuels de maisons (SC) et sur un profil qui en fait la moyenne (MOY) ;
- pour une installation photovoltaïque (PV) de 3, 5 ou 9 kWc ;
- pour un système de stockage (BAT) à 4, 5 ou 6 modules de batteries (*i.e.* 9, 11 ou 13 kWh) ;
- pour un ensoleillement calculé sur le site (LIEU) de la Corse (COR) ou de Kassel (KAS).

La campagne de simulation s'est étalée sur plusieurs semaines et, compte-tenu de la longueur des fichiers de données mis en jeu, elle a permis l'optimisation du programme en réduisant au minimum les boucles de code et l'appel de fonctions externes mais aussi en mutualisant les fonctions qui servent plusieurs fois, évitant ainsi de les recalculer inutilement. Typiquement, alors que les variables étaient recalculées pour chaque profil de maison simulé, un progrès important en termes de temps de calcul a été réalisé en stockant d'une fois sur l'autre la valeur des variables communes utiles aux simulations d'une série de maisons. Une fois la première simulation lancée, il suffit ainsi que l'utilisateur intervienne dans un seul des sous-blocs de l'interface graphique pour modifier l'unique paramètre variant et lancer une autre simulation.

Si les données de consommation servant d'intrants au modèle sont fixes, de même que toutes les caractéristiques de base du système Sol-ION imposées par le cahier des charges du projet, une marge de manœuvre et de modularité a toutefois été ménagée en ce qui concerne le choix d'inclinaison et d'orientation du champ PV. Dans toutes les simulations présentées ci-après, nous avons considéré des panneaux orientés sud avec une inclinaison de 30°. Ce choix est très représentatif des conditions réelles observées car, sur un échantillon de milliers d'installations PV étudié en France en 2012 [65], 7% des panneaux ont le même positionnement (Tab.11).

Les simulations lancées sur l'ensemble des profils de consommation IRISE pour un champ PV typique de 3 kWc supposé installé en Corse ont permis le calcul des taux d'utilisation de la production solaire (ou autoconsommation, Fig.53) et des taux de couverture solaire des besoins (ou autonomie, Fig.54) associés en fonction du nombre de modules de batteries et de la consommation électrique annuelle de la maison. Globalement, ces taux évoluent à la hausse (Fig.53) et à la baisse (Fig.54) respectivement à mesure que la demande des foyers augmente.

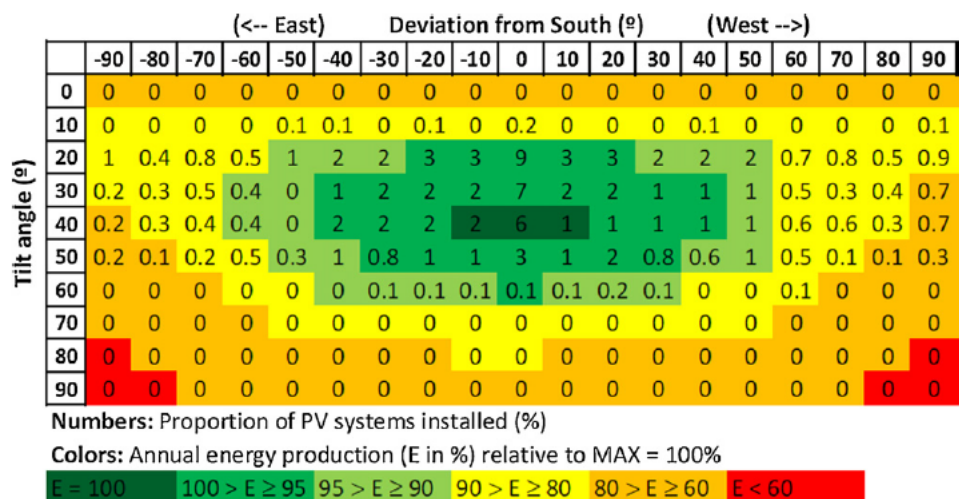
Il est logique que l'autonomie diminue car plus la demande domestique augmente, plus la part fixe d'énergie fournie par le PV et/ou par Sol-ION diminue en proportion. De la même façon, l'autoconsommation augmente car, plus la demande croît, plus une part importante de cette production PV fixe sert à alimenter les charges domestiques. A la base d'autoconsommation ou d'autonomie naturelle due à la coïncidence naturelle entre besoin domestique et production PV s'ajoute un gain d'autoconsommation ou d'autonomie qui est l'effet propre de Sol-ION.

La conformité de la version du modèle développée par Zhe Feng [45] est vérifiée car, pour une maison moyenne qui consomme 5 MWh/an, le ratio s'établit *grosso modo* comme suit :

- un tiers de l'énergie solaire est consommé par les charges par concomitance naturelle ;
- un tiers de l'énergie solaire est consommé par les charges via le système Sol-ION ;
- un tiers de l'énergie solaire est réinjecté sur le réseau électrique.

Du point de vue des charges, en revanche, toujours pour 5 MWh/an, le ratio est le suivant :

- 40% de l'énergie consommée par les charges sont fournis par le photovoltaïque ;
- 40% de l'énergie consommée par les charges sont fournis par le système Sol-ION ;
- 20% de l'énergie consommée par les charges sont fournis par le réseau électrique.



TAB.11. ANALYSE STATISTIQUE DE 6 868 SYSTEMES PV INSTALLES EN FRANCE EN FONCTION DE L'INCLINAISON ET DE L'ORIENTATION ; FRACTION CORRESPONDANTE DE L'ENERGIE MAXIMALE PRODUITE (EN %) [65].

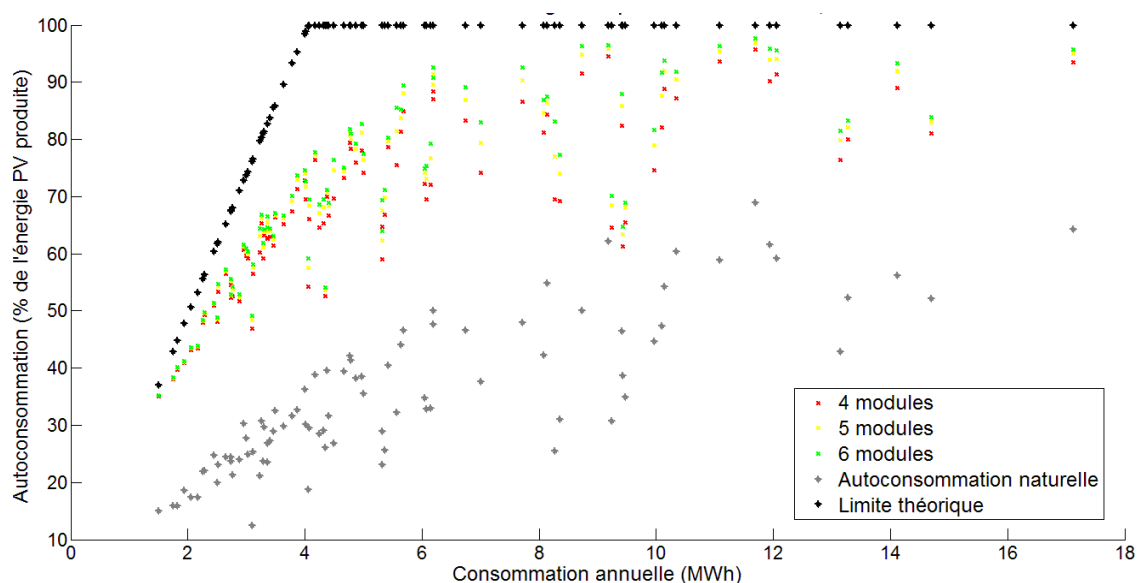


Fig.53. Evolution du taux d'utilisation directe (ou autoconsommation naturelle) et globale (*i.e.* via Sol-ION) de la production photovoltaïque pour 88 maisons IRISE en fonction de leur consommation annuelle (en MWh) [62].

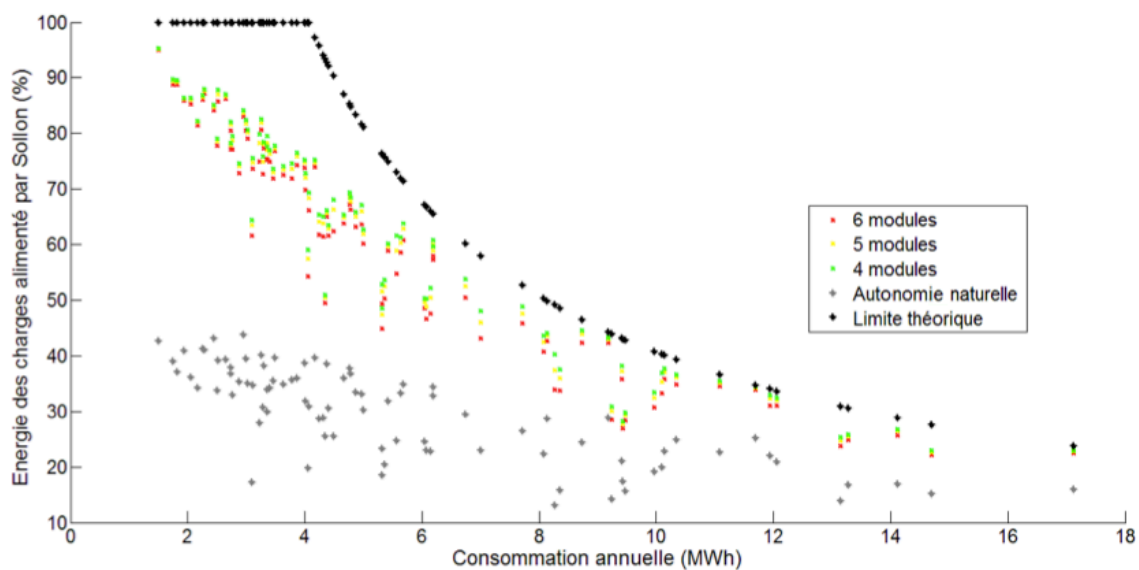


Fig.54. Évolution du taux de couverture solaire directe (ou autonomie naturelle) et globale (*i.e.* via Sol-ION) du besoin électrique domestique pour 88 maisons IRISE en fonction de la consommation annuelle (en MWh) [62].

Un résultat important est que ces taux ne varient pas beaucoup lorsqu'on change la taille du système de stockage, ce qui signifie qu'on ne peut pas dépasser un certain seuil technique de mise en concomitance de la production et de la consommation malgré l'usage du stockage. C'est exactement la même conclusion qu'avait tirée Castillo-Cagigal *et al.* [14] en voyant se stabiliser la courbe représentative de leur indicateur baptisé coefficient d'autoconsommation (Fig.30*) mais qui représente pour nous le taux de couverture solaire des besoins domestiques.

Au regard de ces résultats, on peut conclure que le taux d'autoconsommation est une donnée relative qui apporte peu d'information sur les bénéfices du système Sol-ION, du point de vue de l'utilisateur particulier comme du point de vue du gestionnaire de réseau. En effet, si le besoin électrique exprimé par les charges domestiques est élevé mais que l'énergie PV générée est faible, le niveau d'autoconsommation sera fort quelle que soit le profil de consommation et son niveau de concomitance avec la production. A l'inverse, une toiture PV produisant bien plus que la demande aura un niveau d'autoconsommation faible alors qu'elle est performante.

Moralité : d'une maison à l'autre, les écarts de performance du système Sol-ION en termes d'autoconsommation sont peu significatifs car ils dépendent de plusieurs paramètres variant simultanément. La simulation du fonctionnement de Sol-ION et l'analyse de ses indicateurs de performance est donc plus pertinente pour un seul et même foyer dont on compare les stratégies de gestion d'énergie, à dimensionnement de PV et consommation domestique fixes. Par la suite, on se focalisera donc sur le taux d'autonomie, avant d'étudier d'autres indicateurs tels que la répartition des pertes par poste et les caractéristiques de cyclage du bloc batteries.

NB : Pour bien dimensionner un système Sol-ION pour favoriser l'autoconsommation, il est important de mettre en regard le taux d'autoconsommation avec le taux d'autonomie du foyer considéré car, si l'autoconsommation augmente, l'autonomie diminue et vice versa (Fig.53-54). A taille de PV fixe, comme le taux d'autoconsommation augmente en même temps que la demande domestique, cela veut dire qu'un tarif incitant à l'autoconsommation tendra à favoriser la surconsommation d'un ménage.

Même en augmentant la taille des panneaux solaires de 3 à 5 kWc (Fig.55*), on se rend compte que changer la taille du stockage ne permet pas de fournir tellement plus d'énergie solaire aux charges domestiques : faire passer le système Sol-ION de 4 à 6 modules de batteries n'apporte pas un gain suffisant en termes d'autoconsommation, à dimensionnement de PV fixe. Toutefois, on constate (Fig.55*) que le gain d'autoconsommation par surdimensionnement du stockage pour 5 kWc de PV est plus important que celui pour 3 kWc. Cela suggère que le gap entre autoconsommation directe et globale croît à mesure que l'on produit plus d'énergie PV. C'est assez logique : au-delà d'un certain seuil, plus on produit d'énergie via le PV, plus on augmente l'excès de production PV par rapport à la consommation électrique concomitante et de fait les modules de batteries sont davantage sollicités pour stocker l'énergie excédentaire et la restituer hors période de production, par exemple le soir, en pointe, la nuit ou le matin.

NB : La campagne ultérieure de tests à 9 kWc sera intéressante pour confirmer cette évolution.

En parallèle, à taille de stockage fixée, le surdimensionnement de l'installation solaire de 67% permet seulement 10% de gain d'autonomie, quel que soit le nombre de modules de batteries. C'est un résultat remarquable qui revient à dire que Sol-ION est déjà bien dimensionné par rapport à une installation photovoltaïque classique de 3 kWc, plus de PV n'optimise pas le service qu'il rend en matière de couverture solaire des besoins, en proportion. Cela rejoint le constat d'absence d'influence de la variation de la taille du stockage : augmenter le nombre de modules de batteries n'est pas vraiment utile car le système est déjà surdimensionné et fournit le maximum d'énergie possible dans les conditions d'usage fixées.

NB : Pour un foyer type équipé de 3 kWc de PV, compte-tenu du prix élevé des batteries, il s'avèrera préférable de ne recourir qu'à un système Sol-ION à 4 modules (9 kWh), sous réserve de rajouter plus tard un ou deux module(s) additionnel(s) si le besoin s'en ressent. Typiquement, on pense au besoin lié à l'arrivée de nouveaux résidents ou à l'usage de nouvelles charges (ex : véhicule électrique).

Après la taille du stockage et la taille du PV, il faut insister sur l'impact du troisième facteur variable de la simulation qui peut passer inaperçu au prime abord : la demande de la maison. La courbe relative à l'impact de la taille du stockage pour une taille de PV fixe (3 ou 5 kWc) marque en effet un point d'inflexion aux alentours de 6 à 8 MWh/an de demande électrique, point pour lequel le gain d'autonomie par surdimensionnement du stockage est le plus élevé.

L'explication est la suivante : à des consommations domestiques inférieures à cette valeur, une grande part de la demande du foyer est déjà pourvue par le solaire, c'est donc difficile de faire mieux en termes de concomitance. Entre le taux observé et la valeur maximale théoriquement possible, la différence incompressible restante peut être liée à des jours maussades où le PV ne produit de toute façon pas suffisamment, ni pour alimenter les charges en direct, ni pour les alimenter indirectement via Sol-ION. Dans ces cas-là, la taille du stockage ne change rien. Inversement, quand la demande électrique domestique est très élevée, c'est la quantité de PV qui n'est pas suffisante : toute l'énergie que le PV fournit passe en direct dans les charges, il n'en reste pas qui ne soit pas concomitante avec la demande et que Sol-ION puisse stocker.

Dans la partie gauche du graphe (Fig.55*), le système Sol-ION est surdimensionné :

- avec 3 kWc de PV, pour une consommation domestique inférieure à environ 3 MWh/an ;
- avec 5 kWc de PV, pour une consommation domestique inférieure à environ 2 MWh/an.

Dans la partie droite du graphe (Fig.55*), le champ PV est sous-dimensionné :

- avec 3 kWc de PV, pour une consommation domestique supérieure à environ 10 MWh/an ;
- avec 5 kWc de PV, pour une consommation domestique supérieure à environ 14 MWh/an

De toute évidence, il y a beaucoup de paramètres qui rentrent en ligne de compte et font varier les performances du système à chaque fois que l'une ou l'autre de leur valeur est modifiée. Pour plus de visibilité, il importe donc d'analyser la sensibilité des performances de Sol-ION en fixant la variable de la consommation domestique, les indicateurs n'étant pas comparables d'une maison à l'autre du fait des discordances de concomitance entre le PV et les charges.

Dans la suite de ce sous-chapitre, nous considérons la moyenne des résultats obtenus pour la totalité des profils de consommation issus de la campagne IRISE, pour comparer ce qui est comparable et étudier la sensibilité des indicateurs de performance liés à l'usage de Sol-ION : tantôt en fonction de la localisation du système Sol-ION, tantôt en fonction du nombre de batteries qu'il met en jeu, tantôt en fonction de la taille du champ PV auquel il est adjoint. Outre le taux de couverture solaire des besoins domestiques et le gain d'autonomie associé, la répartition des pertes par poste et les caractéristiques de cyclage de Sol-ION seront étudiées.

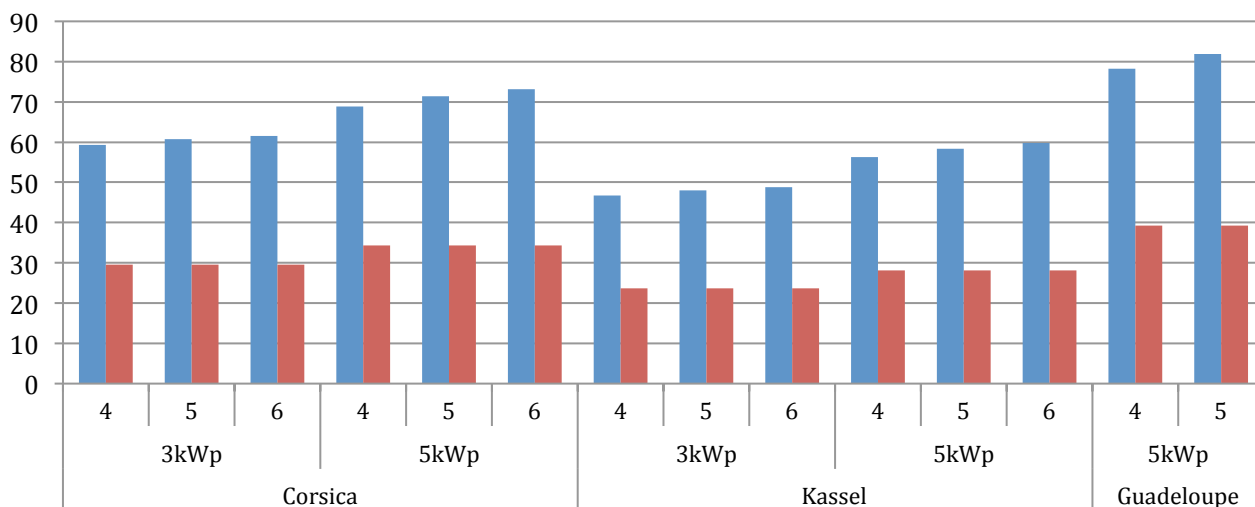


Fig.56. Moyennes des taux de couverture solaire directe et globale du besoin électrique (ou autonomie, en %) de l'ensemble des maisons de la base IRISE en fonction du site, de la taille de stockage et de la taille de PV [62].

3.3 Analyse de sensibilité des performances du système Sol-ION

A. La figure 56 et la table 12 sont les supports d'analyse de sensibilité du taux d'autonomie.

Impact de la localisation géographique

A tailles de champ PV (5 kWc) et de stockage (4 modules) fixées, on remarque que le taux d'autonomie globale est respectivement plus élevé en Guadeloupe qu'en Corse et qu'à Kassel, avec des valeurs respectives d'environ : 78,2 ; 68,8 ; et 56,2%. Ces écarts sont le fait d'une production PV d'autant plus importante que les conditions climatiques sont plus favorables en termes d'irradiation solaire, avec les valeurs respectives : 5,2 ; 5,0 ; et 3,2 kWh/m²/jour [66]. Cependant, l'irradiation solaire ne fait pas tout. On sait que l'expression du rendement dépend aussi de la température de cellule, plus élevée en Guadeloupe qu'en Corse et qu'à Kassel, ce qui tend à réduire légèrement les écarts et le gain obtenu grâce à un meilleur ensoleillement.

L'autonomie naturelle évolue dans le même sens, avec les valeurs : 39,3 ; 34,3 et 28,2% dont le ratio (100 : 87,4 : 71,7) est très semblable à celui de l'autonomie globale (100 : 88,0 : 71,9) pour les trois sites (G : C : K). Le stockage s'avère donc proportionnellement aussi bénéfique à Kassel qu'en tout autre site, même si l'on part de plus bas en termes d'autonomie naturelle.

NB : Théorique, le rendement du PV est meilleur quand la température est plus faible, d'où la très bonne production PV constatée en hiver et surtout au printemps, par temps clair et frais. Ainsi, même si cela n'apparaît pas sur les figures 56-57, à dimensionnement de PV et de stockage constant, les panneaux solaires ont un meilleur rendement à Kassel qu'en Corse car la température est plus basse.

Impact de la taille du stockage

Puisqu'elle en est par définition indépendante, on vérifie bien que l'autonomie naturelle est constante quel que soit le site ou la taille du stockage. L'autonomie globale, quant à elle, varie différemment selon le site si l'on passe de 4 à 5 modules de batteries, à taille de PV constante (5 kWc) : de 78,2 à 81,9% en Guadeloupe (+3,70% en absolu / +4,74% en relatif) ; de 68,8 à 71,4% en Corse (+2,64% / +3,84%) ; de 56,2 à 58,3% à Kassel (+2,11% / +3,75%). Le stockage s'avère donc proportionnellement plus bénéfique en Guadeloupe que sur d'autres sites, ce qui est normal car on part de plus haut en termes de production PV.

Impact de la taille du PV

A site fixé, comme auparavant (Fig.55*), on voit que le surdimensionnement du PV induit une hausse d'autonomie plus importante que celle liée au surdimensionnement du stockage. Cette hausse se répartit en deux fractions liées à la production PV et à l'usage du système Sol-ION. A stockage fixe (4 modules), en passant de 3 à 5 kWc, l'autonomie naturelle varie de 29,6 à 34,3% en Corse et de 23,7 à 28,2% à Kassel. C'est-à-dire que l'autonomie naturelle augmente de la même valeur absolue en Corse et à Kassel : en moyenne 4,6%, soit 240 MWh d'énergie fournie si l'on considère que la production PV couvre une demande annuelle de 5 174 MWh. Dans le même temps, l'autonomie globale varie de 59,3 à 68,8% en Corse et de 46,8 à 56,2% à Kassel. Là encore, l'autonomie globale augmente en moyenne de 9,5%, soit 490 MWh/an. En relatif, les deux types d'autonomie augmentent de 16% en Corse et de 19-20% à Kassel. C'est très peu en comparaison de l'augmentation relative de la taille du PV qui est de 67%.

	4M	5M	6M		4M	5M	6M	
3kWp	59,28%	60,74%	61,53%	Corsica	68,81%	71,45%	73,09%	5kWp
	29,60%	29,60%	29,60%		34,34%	34,34%	34,34%	
3kWp	46,78%	48,08%	48,87%	Kassel	56,22%	58,33%	59,82%	5kWp
	23,67%	23,67%	23,67%		28,16%	28,16%	28,16%	

TAB.12. TAUX D'AUTONOMIE DU SYSTEME SOL-ION EN FONCTION DES PARAMETRES DE SIMULATION CHOISIS.

B. Maintenant qu'a été évaluée l'influence des 3 paramètres lieu / taille PV / taille stockage en fonction du taux d'autonomie, regardons maintenant leur impact sur le gain d'autonomie :

Impact de la taille du PV

- Avec 4 modules de batteries, la variation du gain d'autonomie liée au surdimensionnement du PV est quasiment nulle en Corse car le gain d'autonomie Γ_α lié à l'usage de Sol-ION est constant quelle que soit la taille du PV. A Kassel, en revanche, il augmente très légèrement. Le détail des calculs est indiqué dans ce cas pour servir d'exemple :

$$\begin{aligned} \text{Corse}_{3 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{4M} &= \frac{59,28 - 29,60}{29,60} = 100,3\% \text{ et } \text{Corse}_{5 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{4M} = \frac{68,81 - 34,34}{34,34} = 100,4\% \\ \text{Kassel}_{3 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{4M} &= \frac{46,78 - 23,67}{23,67} = 97,63\% \text{ et } \text{Kassel}_{5 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{4M} = \frac{56,22 - 28,16}{28,16} = 99,64\% \\ \text{Corse}_{3 \rightarrow 5 \text{ kWc}} \Delta \Gamma_\alpha^{4M} &= \frac{100,4\% - 100,3\%}{100,3\%} = 0,1\% \text{ et } \text{Kassel}_{3 \rightarrow 5 \text{ kWc}} \Delta \Gamma_\alpha^{4M} = \frac{99,64\% - 97,63\%}{97,63\%} = 2,1\% \end{aligned}$$

- Avec 5 modules de batteries, la variation du gain d'autonomie liée au surdimensionnement du PV est très faible car le gain d'autonomie lié à Sol-ION n'augmente que légèrement :

$$\begin{aligned} \text{Corse}_{3 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{5M} &= 105,2\% \text{ et } \text{Corse}_{5 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{5M} = 108,07\% \Leftrightarrow \text{Corse}_{3 \rightarrow 5 \text{ kWc}} \Delta \Gamma_\alpha^{5M} = 2,7\% \\ \text{Kassel}_{3 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{5M} &= 103,1\% \text{ et } \text{Kassel}_{5 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{5M} = 107,1\% \Leftrightarrow \text{Kassel}_{3 \rightarrow 5 \text{ kWc}} \Delta \Gamma_\alpha^{5M} = 3,9\% \end{aligned}$$

- Avec 6 modules de batteries, la variation du gain d'autonomie liée au surdimensionnement du PV est un peu plus élevée car le gain d'autonomie lié à Sol-ION augmente encore :

$$\begin{aligned} \text{Corse}_{3 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{6M} &= 107,9\% \text{ et } \text{Corse}_{5 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{6M} = 112,8\% \Leftrightarrow \text{Corse}_{3 \rightarrow 5 \text{ kWc}} \Delta \Gamma_\alpha^{6M} = 4,6\% \\ \text{Kassel}_{3 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{6M} &= 106,5\% \text{ et } \text{Kassel}_{5 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{6M} = 112,4\% \Leftrightarrow \text{Kassel}_{3 \rightarrow 5 \text{ kWc}} \Delta \Gamma_\alpha^{6M} = 5,6\% \end{aligned}$$

En d'autres termes, quel que soit le nombre de modules de batteries constitutifs du système Sol-ION, cela ne sert à rien d'augmenter la taille de PV pour une maison moyenne car celle-ci n'aura pas un gain d'autonomie beaucoup plus élevé via Sol-ION car il est d'ores et déjà haut. Pour une demande moyenne type d'environ 5,2 MWh/an, Sol-ION permet ainsi de doubler la quantité d'énergie consommée par les charges par rapport à un habitat solaire sans stockage.

Impact de la localisation géographique

Sur la base des mêmes résultats numériques, on peut étudier l'influence du choix du site de localisation sur le gain d'autonomie que confère le système Sol-ION à la maison :

- Pour 3 kWc de PV, le gain d'autonomie offert par Sol-ION est sensiblement le même quel que soit le site : 98-100%, 103-105% et 107-108% avec 4, 5 et 6 modules respectivement.

- Pour 5 kWc de PV, le gain d'autonomie offert par Sol-ION est sensiblement le même quel que soit le site : 99-100%, 107-108% et 112-113% avec 4, 5 et 6 modules respectivement.

Autrement dit, le choix du site n'impacte les performances de Sol-ION à hauteur de 1 à 2%.

Impact de la taille du stockage

Toujours sur la base des résultats précédents, on voit que le gain d'autonomie n'augmente que de 2,6 à 5,0% en passant de 5 à 6 modules, de 4,9 à 9,5% en passant de 4 à 5 modules et de 7,6 à 12,8% en passant de 4 à 6 modules. Même si c'est plus que l'impact de la localisation, c'est peu en proportion de l'augmentation relative du stockage (resp. +20%, +25% et +50%). On retrouve donc (Fig.54-55*) le fait que le gain d'autonomie apporté par Sol-ION n'augmente que peu en moyenne quand on augmente le nombre de modules de batteries.

NB : On a aussi : $\text{Guada}_{5 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{4M} = 99,03\% \text{ et } \text{Guada}_{5 \text{ kWc}} \Gamma_\alpha^{5M} = 108,5\% \Leftrightarrow \text{Guada}_{5 \text{ kWc}} \Delta \Gamma_\alpha^{4 \rightarrow 5M} = 9,5\%.$

C. La figure 57* et la table 13* exposent la valeur des pertes et leur répartition par origine pour différents paramètres de simulation dont les tables 14* et 15* analyse la sensibilité.

Observations générales (Fig.57* ; Tab.13*)

- Du fait d'une meilleure production PV en Corse qu'à Kassel, les pertes sont plus élevées en valeur absolue sur l'île de Beauté qu'en Allemagne. Cependant, en proportion par rapport à l'énergie PV générée sur ces deux sites, les pertes sont plus importantes à Kassel qu'en Corse, quelle que soit la taille du champ PV ou du stockage, quel que soit même l'étage de transfert ou de conversion d'énergie considéré. Typiquement, on note un écart absolu de 1% entre les pertes totales de ces sites (Tab.13*), les autres paramètres étant fixés. L'impact du changement de taille de stockage joue aussi sur la valeur totale des pertes à hauteur de 1% en absolu tandis que le changement de taille du PV influe lui à hauteur de 2% en absolu.

- Sur le diagramme, d'un nombre de modules de batteries à l'autre, l'essentiel de la variation des pertes a l'air lié au rendement du stockage en lui-même. Celles-ci diminuent beaucoup lorsqu'on augmente le nombre de modules de batteries constitutifs du système Sol-ION. C'est logique car en stockant légèrement plus d'énergie alors qu'on augmente beaucoup la capacité, on dilue la quantité d'énergie en transit via Sol-ION sur un état de charge global plus large. Ainsi, on se trouve moins souvent à états de charge extrêmes, et on perd moins d'énergie en particulier dans la phase de charge en *floating*. De fait, au constat antérieur d'un faible gain d'autonomie apporté par le surdimensionnement du stockage on doit opposer le gain potentiel de ce même surdimensionnement en termes de cyclage et de vieillissement.

- Visuellement, on note que le surdimensionnement du PV a un impact notable encore plus conséquent que le changement de site d'installation. Il influence à la hausse les pertes liées au rendement de batterie, pour les raisons mentionnées précédemment mais dans l'autre sens : à stockage fixe, augmenter le PV revient à augmenter la quantité moyenne d'énergie transitant dans Sol-ION par unité de capacité. De fait le stockage est plus souvent à un état de charge élevé et il subit donc davantage de pertes. Il influence par ailleurs à la baisse les pertes liées aux convertisseurs C1 et C2 et, dans une moindre mesure C3 en entrée de batterie.

- A localisation et taille de PV constantes, les pertes liées au convertisseur DC/DC en sortie du PV (C1) sont rigoureusement identiques quel que soit le nombre de modules de batteries. C'est logique puisque C1 ne traite que les flux d'énergie en amont pour alimenter le bus DC ; ce qui se passe en aval vis-à-vis du stockage ne l'impacte pas. En revanche, lorsqu'on change la taille du PV, on note que les pertes liées à C1 sont plus faibles à 5 kWc qu'à 3 kWc, de 1% environ en Corse et de 1,5% environ à Kassel (valeurs absolues). En relatif, la réduction des pertes correspondantes est d'environ 30%. Cela est du principalement au fait que l'irradiation solaire disponible est plus importante et permet le fonctionnement du convertisseur C1 à une tension de MPPT en moyenne plus élevée en Corse qu'à Kassel, or on a vu que plus la tension de fonctionnement de C1 est élevée, plus son rendement est élevé (Fig.43).

- En augmentant la taille du champ PV de 3 à 5 kWc et en gardant les autres paramètres fixés, on note une chute importantes des pertes liées à C1. Comme la production PV plus élevée, le fonctionnement de C1 à une tension MPPT supérieure (3 kWc / 338 V vs. 5 kWc / 371,8 V) diminue les pertes en commutation. Cette diminution des pertes de C1 est aussi visible quand on passe de Kassel à la Corse, pour les mêmes raisons. Ces deux variations de paramètre semble par ailleurs influencer légèrement sur C2 et C3 (en entrée de batterie) car on observe une également une diminution des pertes qui leur sont associées. Même choses pour la batterie. La meilleure production PV à demande fixe pourrait induire une meilleure concomitance avec la demande, d'où une moindre sollicitation de la batterie et du convertisseur C3 associé.

Impact de la taille du stockage (Fig.57* ; Tab.14*)

Changer la taille du stockage influe clairement sur les pertes de la batterie, en les réduisant de 25-36% lorsqu'on ajoute un module de batteries et de 46-58% lorsqu'on ajoute deux modules. C'est plus que l'augmentation de capacité liée qui est de 20-25% et 50% respectivement.

Pour le reste des étages de conversion, en Corse comme à Kassel, le surdimensionnement du stockage n'a que peu d'influence sur les pertes, la variation relative étant inférieure à 3%. D'ailleurs, globalement, cette variation oscille entre 1,7 et 5,3% : la légère augmentation des pertes liées à C2 est compensée par la légère réduction des pertes dans C3. Ainsi, l'évolution des pertes globales est majoritairement imputables à la batterie, comme observé visuellement.

Impact de la localisation géographique (Fig.57* ; Tab.15*, gauche)

La variation des pertes du système Sol-ION en fonction du site géographique d'implantation est faible mais non négligeable, quel que soit le poste considéré. Une constante est qu'elles sont toutes orientées à la baisse quand on passe de Kassel à la Corse, aboutissant à une baisse globale des pertes totales variant entre 5,2 et 7,4% selon la valeur des autres paramètres :

- C1 voit ses pertes réduites de 3-5% car le meilleur ensoleillement corse tend à élever sa tension d'entrée et le place dans un régime de fonctionnement où son rendement est meilleur ;
- l'onduleur C2 voit ses pertes réduites de 8-11% car la production PV corse est supérieure : une plus grande part de l'énergie issue du PV est stockée dans Sol-ION et subit davantage de pertes intermédiaires liées à la batterie et à son convertisseur bidirectionnel ;
- le convertisseur C3 (*in*) voit ses pertes réduites de 6-10% car sa tension de sortie plus élevée le place dans un régime de fonctionnement où son rendement est meilleur ;
- le convertisseur C3 (*out*) voit ses pertes réduites de 2-3% car sa tension d'entrée un peu plus élevée le place dans un régime de fonctionnement où son rendement est légèrement meilleur ;
- la batterie voit ses pertes réduites de 3-12% car elle est moins sollicitée et qu'en moyenne son état de charge est élevé voire maximal, d'où une surconsommation utile au maintien de la tension de *floating*.

Les réductions de perte les plus importantes se notent pour C2 (11% à 3 kWc, 8,3% à 5 kWc), C3 en entrée de batterie (6-7% à 3 kWc, 9% à 5 kWc) et pour la batterie elle-même (3-12%), cette dernière étant très soumise à la taille de stockage considérée, comme expliqué plus haut.

Impact de la taille du PV (Fig.57* ; Tab.15*, droite)

Si on agrandit l'installation PV associée au système Sol-ION, ce dernier voit toutes ses pertes réduites sauf celles associées au poste de la batterie qui augmentent très fortement mais de façon artificielle donc peu significative. En moyenne, les pertes totales diminuent de 10-12% :

- le convertisseur C1 voit ses pertes réduites de 29-31% car sa tension d'entrée beaucoup plus élevée le place dans un régime de fonctionnement où son rendement est bien meilleur ;
- l'onduleur C2 voit ses pertes réduites de 14-17% car une plus grande part de l'énergie issue du PV est stockée dans Sol-ION et, de fait, la quantité d'énergie transitant via C2 est réduite d'autant par les pertes de la batterie et de son convertisseur dans les deux sens de transit ;
- le convertisseur C3 (*in*) voit ses pertes réduites de 12-15% car sa tension de sortie plus élevée le place dans un régime de fonctionnement où son rendement est meilleur ;
- le convertisseur C3 (*out*) voit ses pertes réduites de 2-3% car sa tension d'entrée un peu plus élevée le place dans un régime de fonctionnement où son rendement est légèrement meilleur ;
- la batterie voit ses pertes augmentées de 35-72% car elle est un peu plus sollicitée et qu'en moyenne son état de charge est plus élevé, d'où une surconsommation pour le *floating* ; il faut relativiser cette valeur élevée car les pertes avant changement de taille du PV sont quasiment nulles, la moindre variation à la hausse atteint donc des proportions élevée une fois comparée.

D. La même analyse de sensibilité a été faite avec les indicateurs de sollicitation des batteries que sont le nombre de cycles partiels et la profondeur de décharge (*DOD*) moyenne (Fig.58*). Outre l'inventaire des valeurs de ces indicateurs, je ferai le calcul de leur sensibilité vis-à-vis du changement de l'un ou l'autre des paramètres de simulation : site, PV, stockage (Tab.16*). Les simulations ont été lancées pour un système Sol-ION situé en Corse ou à Kassel, équipé de 3 ou 5 kWc de PV et de 4, 5 ou 6 modules de batteries, le tout servant à alimenter au mieux un besoin électrique de 4,66 MWh/an, *i.e.* la demande de la maison dont le profil est le plus proche de la moyenne des 88 profils de charge IRISE initialement étudiés individuellement.

Observations générales

Globalement, sur toute la plage de résultats de simulation disponible, Sol-ION réalise entre 92 et 194 cycles équivalents (225 cycles en incluant le résultat pour la Guadeloupe à 5 kWc). C'est très faible au regard des 365 jours de l'année car cela voudrait dire que les batteries sont cyclées en moyenne entre un jour sur quatre et deux jours sur trois. Par contre, c'est un bon point par rapport à la durée de vie et à la rentabilité du système car, pour 3 200 cycles garantis par le fabricant Saft, cela signifie que le stockage pourrait servir en l'état entre 14 et 34 ans.

NB : *En pratique, il y a du vieillissement calendaire et en cyclage et par ailleurs la perte de capacité progressive des batteries impose de les cycliser plus souvent. Dans ces conditions, il faudra revoir à la baisse cette durée de vie, mais même avec 50% de baisse cela resterait satisfaisant.*

Concernant la profondeur de décharge moyenne du stockage, ou plutôt sa variation moyenne d'état de charge, elle oscille entre 27 et 45% (51% en incluant la Guadeloupe à 5 kWc de PV). C'est assez élevé au regard de l'alternance des phases d'appels de puissance qui du point de vue du stockage devraient se traduire en une alternance de courtes phases de charge/décharge. En réalité les résultats obtenus concernent la prise en compte des variations d'état de charge supérieures à 5%. Si le calcul de moyenne inclue les micro-variations d'amplitude plus faible, la profondeur de (dé)charge diminue d'autant plus qu'on regarde à petite échelle. En passant d'un seuil de 5 à 1%, on la réduit ainsi de plus de 30% (Tab.16*). C'est logique car on baisse la moyenne de la variation d'état de charge en recensant plus d'événements de cyclage de faible amplitude. Pour des variations d'état de charge supérieures à 1%, la profondeur de (dé)charge varie de 21 à 31% (valeur indisponible en Guadeloupe) selon la valeur des paramètres choisie.

Deux explications peuvent justifier le faible nombre de cycles équivalents observé :

- il n'y a pas d'ensoleillement de toute la journée ; la batterie, quel que soit son état de charge, ne peut pas être rechargée par la production PV qui est absente ;
- il y a de l'ensoleillement mais la batterie est déjà pleine ; quelle que soit la quantité produite, elle ne peut pas être rechargée par la production PV qui est pourtant présente.

Pour Kassel, la première explication est la plus plausible car on sait que l'ensoleillement est très intermittent en Allemagne, avec parfois plusieurs jours de mauvais temps sans production PV suffisante pour dépasser la puissance concomitante appelée par les charges domestiques. Cela aura d'autant plus lieu si la taille du PV est faible et si celle du stockage est élevée.

Pour la Corse, la seconde explication est plus plausible car on sait que l'ensoleillement corse est très bon ; le stockage aura donc tendance à se remplir complètement et de fait ne pourra pas être cyclé car le PV seul alimente la totalité du peu de charges concomitantes. Cela aura d'autant plus lieu si la taille du PV est élevée et si celle du stockage est faible.

Impact de la taille du stockage

A localisation et taille de PV constantes, les batteries sont cyclées moins souvent et moins profondément si on agrandit la taille du stockage. C'est logique car presque la même quantité d'énergie transférée ($\pm 2-5\%$) se retrouve diluée dans une plus grande capacité de stockage.

L'évolution est clairement linéaire (Fig.58*, *haut*) ; la variation d'état de charge chute ainsi de 8 à 10% par module de batterie ajouté selon la taille de PV et/ou la localisation considérée(s). Dans le même temps et pour la même raison, le nombre de cycles équivalents diminue quant à lui respectivement d'environ 14% et 12% pour un dimensionnement PV de 3 kWc et 5 kWc.

Impact de la taille du PV

La batterie cycle davantage si l'on augmente la production PV : en passant de 3 à 5 kWc, le nombre de cycles croît de 19 à 32% (valeur qui dépend du site et de la taille de stockage). C'est logique car, les appels de puissance des charges à alimenter étant plus souvent inférieurs à la production PV désormais élevée, le stockage prend davantage le relais et par conséquent il se retrouve à des états de charge de plus en plus extrêmes, d'où les pertes de batterie plus élevées constatées (Tab.15*). Numériquement, la hausse de la variation moyenne d'état de charge par cycle est de 18-25% à Kassel et 21-31% en Corse ; une valeur d'autant plus grande qu'il y a de modules de batteries, conformément à ce qui a été dit plus haut.

Impact de la localisation

Lorsqu'on fixe maintenant les tailles du stockage et du PV, le passage du système du site de la Corse au site de Kassel induit une diminution du nombre de cycles à hauteur de 23% à 3 kWc, et de 19% à 5 kWc, quel que soit la taille du stockage. Cela s'explique dans le sens inverse du paragraphe précédent : en passant sur un site où l'ensoleillement est moindre, on s'expose à une production PV plus faible qui sollicitera moins les batteries en fréquence et en variation d'état de charge. Contrairement à précédemment, on note une grande différence entre résultats pour ce dernier indicateur selon si on considère un seuil-limite de micro-variations à 1 ou 5%. A 1% de seuil, la variation d'état de charge diminue de 14-19% contre 9-12% à 5% de seuil. Cela s'explique en réalité car, à site fixé, l'écart entre variation d'état de charge à 1 et 5% est le même en valeur absolue quel que soit le site considéré (mais il diffère en valeur relative) ; de fait, en comparant un même écart vis-à-vis d'une valeur plus de 30% plus basse, on voit les mêmes ratios évoluer différemment en comparaison relative, l'un par rapport à l'autre.

Remarque

Les valeurs présentées plus haut sont le résultat moyenné de simulations réalisées sur un an. En réalité, les taux d'autonomie et d'autoconsommation varient au gré des jours autant que les conditions météorologiques à l'origine du productible photovoltaïque. Là encore, le choix de la localisation géographique du site a un gros impact sur le profil de performance (Fig.59*-60*).

En Corse (Fig.59*), la saisonnalité est très marquée à la fois en termes d'autoconsommation et d'autonomie. En hiver, comme le PV produit moins, la totalité de sa maigre production est disponible pour alimenter les charges via Sol-ION ; des charges dont le besoin important ne peut pas être alimenté en totalité, d'où une autonomie réduite. En été, à l'inverse, l'énergie solaire abondante peut fournir la totalité de la demande domestique via Sol-ION ; l'excès n'étant pas utilisé par les charges domestiques, le taux d'autoconsommation diminue d'autant.

En Guadeloupe (Fig.60*), la saisonnalité est moins marquée : comme l'ensoleillement, le profil des performances d'autonomie et d'autoconsommation est donc plus régulier. Sauf à de rares occasions où la production solaire PV ne suffit pas à alimenter les charges domestiques simulées qui lui sont associées fictivement, l'autonomie fournie par le stockage est maximale tandis que l'autoconsommation de la production solaire varie entre 30 et 80%.

Au vu de ces résultats, on peut conclure que la Guadeloupe est le site le mieux adapté pour installer un système Sol-ION car il peut rendre autonome un habitat solaire de grande taille. Au contraire, la Corse est le meilleur site pour analyser les écarts de performance de Sol-ION selon les stratégies de gestion d'énergie simulées via le modèle éponyme.

3.4 Perspectives d'amélioration du modèle de simulation et pistes d'exploitation

Maintenant que le modèle Sol-ION a été validé en termes de fonctionnement, d'enchaînement de calculs et de cohérence globale des résultats de simulation, on peut désormais s'attacher à compléter les fonctionnalités du système avec de nouvelles stratégies de gestion.

La Figure 61 montre un point technique intéressant lié à l'efficacité du convertisseur DC/DC lors des phases de charge/décharge de la batterie : on note que le rendement de C3 est très faible lorsque le courant prélevé à la batterie est faible, ce qui ici a lieu sur une courte durée.

Ce constat montre clairement qu'il n'est pas efficace de stocker/déstocker l'énergie lors de consignes de charge/décharge à faible courant, *i.e.* typiquement si la production PV détournée dans le bras de stockage est faible ou, comme dans le cas présent, si la puissance appelée par les charges est faible. C'est logique car on sait que C3 fonctionne d'autant mieux que l'une de ses tensions d'entrée ou de sortie est plus élevée, *i.e.* lorsque la batterie est à un état de charge élevé qui maintient la valeur de tension des modules de batteries à une valeur elle aussi haute ou alors, quelle que soit l'état de charge de la batterie, si les courants mis en jeu sont élevés.

Le pire des cas aura lieu si les charges prélèvent une faible puissance quand l'état de charge est bas car c'est à ce moment-là que le rendement de C3 sera le plus mauvais. Idéalement, il vaudra donc mieux recharger rapidement une batterie totalement vide pour la placer à une tension plus élevée et ainsi réduire les pertes dans C3. Dans ce cas, un compromis doit être trouvé par rapport aux pertes de la batterie et à sa durée de vie car les forts courants de charge/décharge que C3 apprécie sont mal tolérés par la batterie en termes de vieillissement.

NB : La Figure 61 montre aussi que le profil de rendement est plus fin et précis en entrée qu'en sortie de batterie. Cela vient du fait que le pas de temps d'échantillonnage des données de production PV est beaucoup plus petit que le pas de temps des données de demande domestique, franchement grossier. Comme cela peut influencer le rendement de C3 et le reste des résultats de simulation traduisant les performances de Sol-ION, il s'avère important d'étudier l'impact du pas de temps d'échantillonnage des données de consommation sur ces résultats. Ce sera l'un des objectifs du prochain sous-chapitre.

La Figure 62 montrant l'évolution sur deux jours de la mise en correspondance via Sol-ION de la production PV et de la demande domestique confirme indirectement cette constatation : étant donné que la batterie se décharge complètement la nuit pour alimenter la consommation en base, elle n'est ensuite plus capable de fournir l'électricité nécessaire à la pointe du matin.

Au regard des performances de Sol-ION, c'est fortement préjudiciable en termes pécuniaires mais aussi, dans une moindre mesure, en termes d'autonomie et d'autoconsommation : non seulement une plus faible part de l'énergie alimente les charges au moment-clef du pic de consommation, mais en plus comme les pertes sont plus élevées à courant faible il y a moins d'énergie PV qui est utilisée et moins de demande domestique qui est satisfaite via Sol-ION.

Comme ce mode de fonctionnement ne semble pas optimal, nous avons élaboré un nouveau mode de fonctionnement dit « à enclenchement sur seuil ». Celui-ci privilégie la décharge de l'énergie stockée dans la batterie lors des périodes de pointes en l'activant seulement à partir d'un certain seuil de puissance appelée par les charges, réduisant ce faisant les pertes dans C3.

Il est aussi intéressant de n'enclencher le stockage qu'à partir d'un certain seuil de puissance bas pour éviter de solliciter l'énergie stockée dans la batterie à de faibles courants qui auraient pour conséquence de solliciter le convertisseur C3 à un rendement très bas (Fig.61). Les gains sont donc multiples par rapport au cas de figure basique où la batterie fonctionne dès que le PV ne peut pas alimenter les charges. Nous avons comparé les effets sur 2 jours (Fig.63-64) pour la maison dont le profil est le plus proche de la moyenne de tous les profils IRISE.

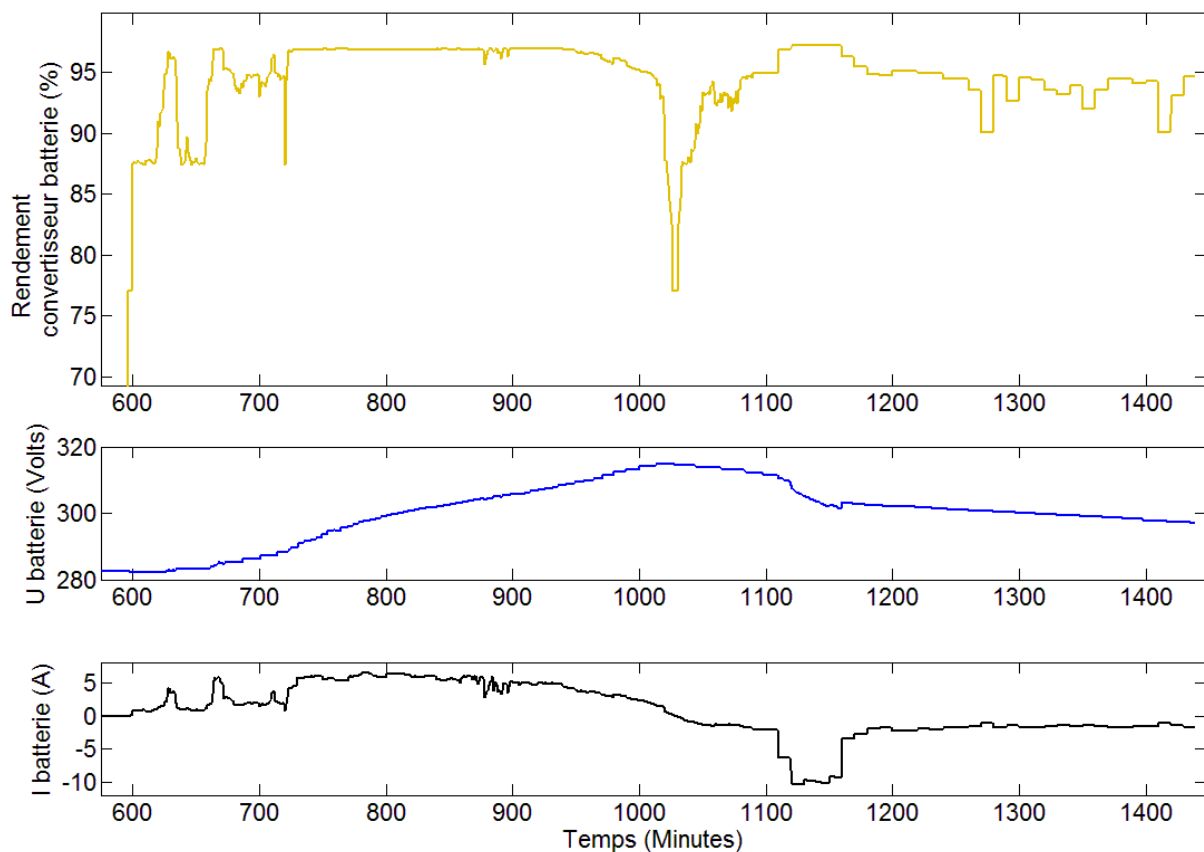


Fig.61. Profil de rendement du convertisseur C3 (*haut*) et évolutions parallèles de la tension de batterie (*milieu*) et du courant qui y transite (*bas*) pour un mode de fonctionnement qui favorise l'autoconsommation via un système Sol-ION à 6 modules installé à Kassel et associé à 3 kWc de PV et 4,66 MWh/an de demande [62].

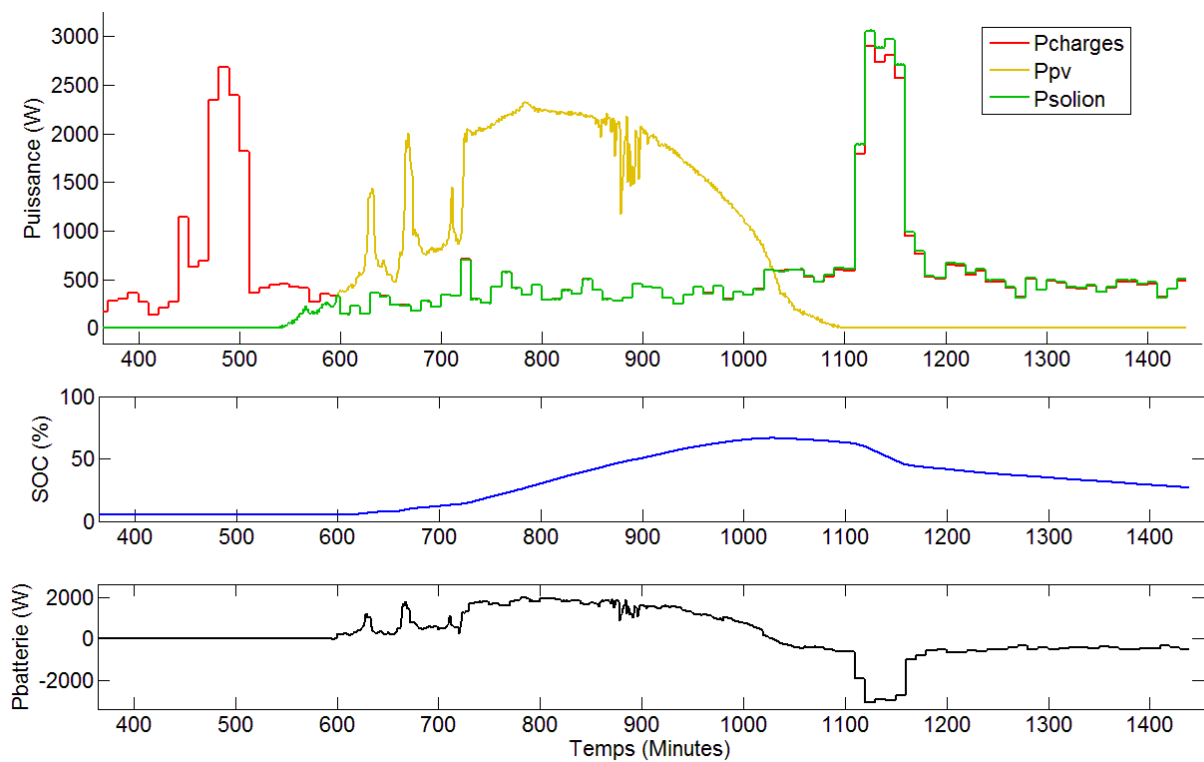


Fig.62. Profils des puissances appelée par les charges, produite par le champ PV et fournie par Sol-ION (*haut*) et évolutions parallèles de l'état de charge de la batterie (*milieu*) et de la puissance qui y transite (*bas*) pour un mode de fonctionnement favorisant l'autoconsommation (6 modules ; 3 kWc ; 4,66 MWh/an ; Kassel) [62].

- Si on utilise la batterie en permanence, quelle que soit la puissance appelée par les charges :
 1. Elle se chargera (intégralement ou partiellement) en milieu de journée via la production PV en excès par rapport à la puissance appelée par les charges ;
 2. Elle se videra intégralement en soirée à mesure que les charges du foyer consommeront de l'énergie que le PV ne pourra pas fournir ;
 3. Elle ne sera pas disponible pour alimenter les charges le reste de la nuit, au petit matin, et surtout au moment des éventuels pics de puissance du matin antérieurs à la production PV.
- Si on n'utilise la batterie qu'à partir d'un certain seuil de puissance appelée par les charges :
 1. Elle se chargera (intégralement ou partiellement) en milieu de journée via la production PV en excès par rapport à la puissance appelée par les charges ;
 2. Elle se videra partiellement en soirée si les charges du foyer appellent un pic de puissance supérieur au seuil bas fixé ;
 3. Elle sera disponible pour alimenter les charges le reste de la nuit et au moment d'éventuels pics de puissance du matin supérieurs au seuil bas fixé et antérieurs à la production PV.

Dans ce dernier cas, aux écarts de pertes près, toute l'énergie qui n'a pas été utilisée la nuit est utilisée le matin : concrètement, les taux d'autonomie et d'autoconsommation ne varient pas. Par contre, le réseau y gagne car il n'a pas besoin de pallier les pics du matin qui sont écrêtés.

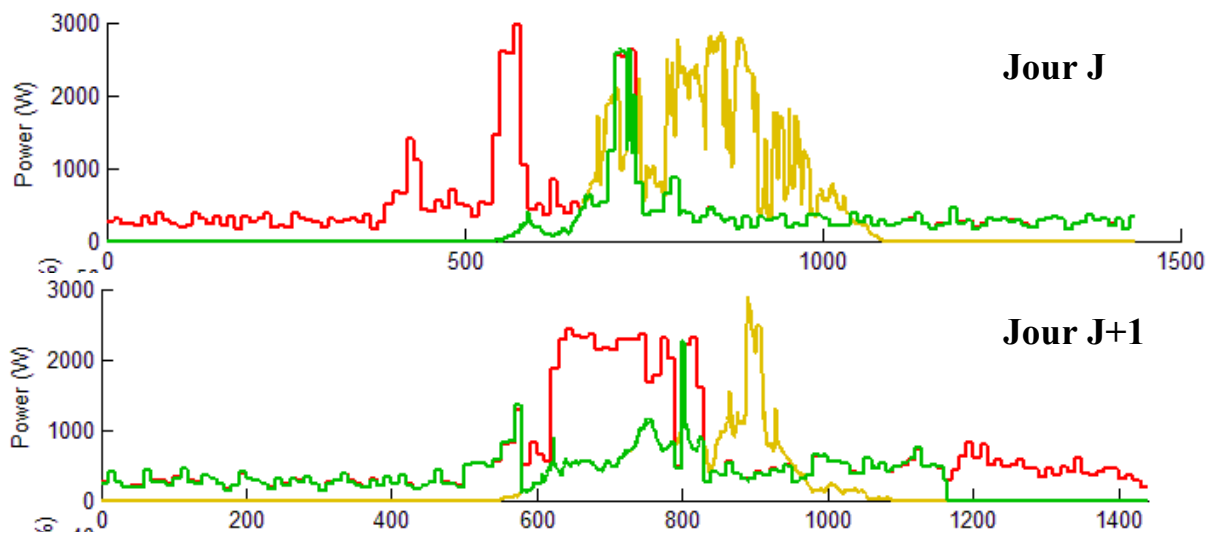


Fig.63. Profils des puissances appelée par les charges (*en rouge*), produite par le PV (*en jaune*) et fournie par Sol-ION (*en vert*) en l'absence d'enclenchement sur seuil (6 modules ; 3 kWc ; 4,66 MWh/an ; Kassel) [62].

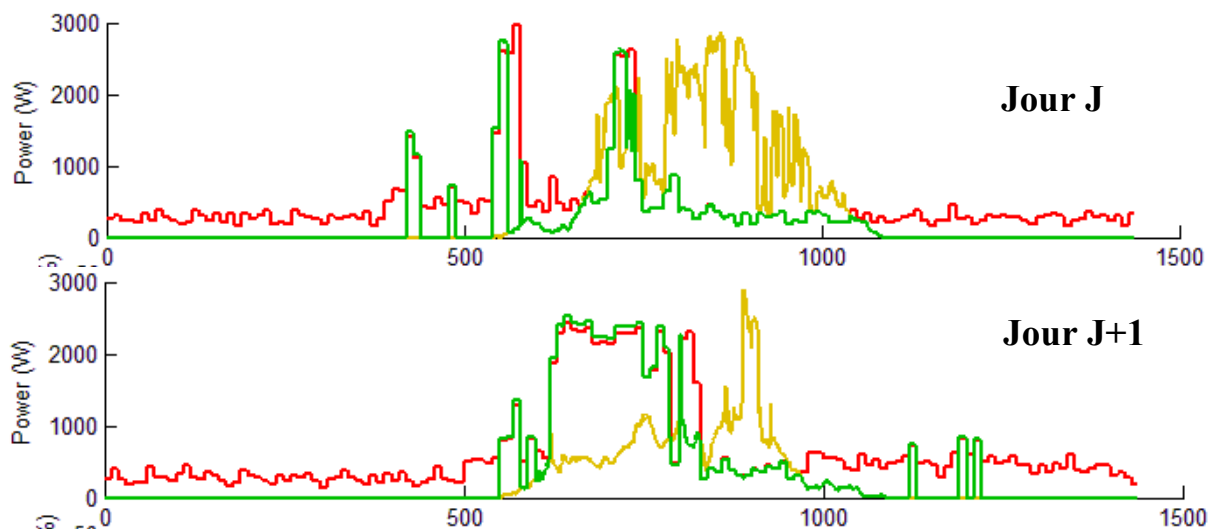


Fig.64. Profils des puissances appelée par les charges (*en rouge*), produite par le PV (*en jaune*) et fournie par Sol-ION (*en vert*) en présence d'enclenchement sur seuil (6 modules ; 3 kWc ; 4,66 MWh/an ; Kassel) [62].

Globalement, enclencher le stockage sur un seuil de puissance défini accentue la tendance qui voit Sol-ION réduire drastiquement les prélèvements de forte puissance sur le réseau (Fig.65*).

Le gain découlant de la stratégie d'enclenchement sur seuil peut paraître négligeable au regard des performances de la simple stratégie de favorisation de l'autoconsommation qui sont déjà très bonnes en termes de réduction des pics de puissance appelées par l'habitat sur le réseau ; toutefois, il faut mettre en regard l'absence de coût de cette nouvelle stratégie au regard des surcoûts liés justement aux pics de puissance élevés qu'elle permet d'éviter. Le fait que la tranche de pics de consommation inférieurs à 1 kW soit accentuée du fait de l'enclenchement sur seuil peut elle aussi être bénéfique pour le gestionnaire de réseau dans la mesure où cela lui permet de rentabiliser l'usage de moyens de production en base. En gros, l'enclenchement sur seuil permet de sécuriser l'approvisionnement puisqu'il réduit les pics de consommation encore plus fortement que ne le ferait la stratégie classique d'autoconsommation de Sol-ION et qu'il stabilise par ailleurs la puissance sollicitée en base de la part du parc de production.

NB : Ces gains vis-à-vis du réseau sont à relativiser vis-à-vis des pertes mises en jeu dans la batterie. En effet, ne pas solliciter le stockage pendant de longues périodes de temps (Fig.63-64) expose les batteries à un vieillissement en calendrier a priori plus élevé que le vieillissement en cyclage.

Evidemment, l'impact de l'enclenchement sur seuil dépend de la valeur du seuil de puissance imposé comme limite à la mise en marche et à l'arrêt du stockage. Le paramètre k défini pour le caractériser équivaut au ratio entre le seuil de puissance envisagé et la puissance journalière moyenne du profil de consommation considéré.

Ex : Si la puissance journalière moyenne est de 700 W, un coefficient de seuil $k = 1,2$ correspondra à une puissance d'enclenchement du stockage de 840 W. En deçà, la batterie ne peut pas être déchargée pour alimenter les charges domestiques ; ces dernières doivent donc être alimentées par le réseau.

Nous avons investigué l'influence du choix de ce coefficient de seuil sur les performances de Sol-ION, toujours en termes de durée et de niveau de puissance des pics de consommation, pour des valeurs de k variant de 0 à 1,4 (Fig.66*). Cette influence s'avère très variable à la fois d'une valeur de seuil à l'autre et d'une plage de puissance de pic de consommation à l'autre. Typiquement, et comme on l'a vu précédemment (Fig.65*) à une valeur fixe de seuil ($k = 1,2$), en ce qui concerne les pics de consommation dont la puissance dépasse 3 kW, on voit que l'enclenchement sur seuil a peu d'impact supplémentaire vis-à-vis de l'impact inhérent à l'usage de Sol-ION avec la stratégie classique de favorisation de l'autoconsommation ($k = 0$). Avant 3 kW, par contre, l'enclenchement sur seuil du stockage permet de réduire de plusieurs heures la durée de sollicitation du réseau aux plages de puissance considérées, quelle que soit la valeur non nulle du coefficient de seuil choisi.

Dans le cas de la maison considérée ici, la valeur limite d'efficacité de la stratégie de gestion d'énergie par enclenchement sur seuil semble se situer au niveau de la moyenne journalière de puissance appelée ($k = 1$). Au-delà, le gain paraît moindre, comme en témoigne la courbe du monotone de puissance (Fig.67*) : le gain traduit par le gap entre les courbes aux seuils $k = 1$ et $k = 1,2$ est plus faible que celui traduit par l'écart entre les courbes à $k = 0,8$ et $k = 1$.

En fonction du seuil critique de durée passée à une certaine puissance de pic de demande qui serait par exemple imposé à l'avenir par le gestionnaire de réseau, on pourra donc adapter la valeur du coefficient de seuil k sans aucun effort technique. On peut penser par exemple à une variation saisonnière de cette valeur en lien avec les contraintes du réseau : durant les mois d'intersaison, le coefficient de seuil sélectionné sera bien plus faible qu'en hiver où la gestion des fortes puissances de pointe appelée est critique.

NB : Cela n'a pas été étudié ici mais on pourrait très bien penser aussi à mettre un coefficient de seuil d'enclenchement du stockage en charge, de façon à ne solliciter le convertisseur de batterie C3 qu'à des valeurs de puissance où son rendement est meilleur. L'impact attendu en termes de vieillissement accéléré pour la batterie et en termes de pertes d'autonomie et d'autoconsommation pour l'habitat solaire vont toutefois dans le sens contraire de ce type de stratégie. Un compromis devra être trouvé.

Bilan

Le modèle Sol-ION ayant été élaboré préalablement à partir de données de consommation domestiques moyennées qui relevaient d'un foisonnement de maisons, nous avons corrigé les intrants de données et mis en œuvre la validation du modèle sur une moyenne de simulations lancées sur des profils de charge individuels. La variété de résultats liée aux écarts d'usages de l'électricité a montré l'impossibilité d'une comparaison de certains indicateurs définis en termes d'autoconsommation, l'autonomie étant par contre comparable à besoin total variable. Sur la base de ce constat, nous avons considéré un système Sol-ION installé dans une seule maison dont le profil est représentatif de la moyenne et nous avons analysé la sensibilité de ses performances simulées vis-à-vis des paramètres de simulation choisis : dimensionnement du PV, dimensionnement du stockage et localisation géographique de l'habitat solaire étudié. Des résultats obtenus nous avons conclu à la nécessité d'étudier le cas particulier de la Corse pour exploiter de nouvelles potentialités du système Sol-ION en termes de stratégie de gestion du stockage utile à la mise en convergence de la production PV et de la demande domestique. En définissant un seuil bas de puissance à partir duquel les batteries stationnaires de Sol-ION se déchargeraient pour fournir les charges en énergie, nous avons mis en valeur la possibilité de satisfaire davantage les pics de demande qui posent normalement problème au réseau, au détriment de la puissance appelée en base qui peut être satisfaite sans préjudice par le réseau. Ces simulations et les conclusions afférentes sont à modérer à la lumière de l'impact éventuel du pas de temps d'échantillonnage qu'il s'agit d'investiguer. L'ensemble du travail accompli sur l'habitat solaire trouvera une exploitation majeure dans l'ajout d'un composant passif représentatif de la recharge d'un véhicule électrique, conférant un caractère convergent mixte à un ensemble architectural qui jusqu'ici mettait en jeu des flux en convergence simple centrés sur l'habitat solaire. Il s'agira là encore d'investiguer la sensibilité des paramètres de recharge pour en étudier l'impact sur les performances simulées du système Sol-ION.

4 Exploitation du modèle et étude d'impact sur les performances du système

Dans ce sous-chapitre, on s'appuiera sur le modèle présenté et validé précédemment pour lancer de nouvelles simulations qui apportent des informations intéressantes à maints égards. Nous analyserons les variations de performances du système Sol-ION que peuvent engendrer le changement du pas de temps des données de consommation domestique servant d'intrant au modèle, l'utilisation d'un seuil d'enclenchement en puissance pour le stockage et l'insertion d'un besoin de consommation supplémentaire lié à la recharge d'un véhicule électrique (VE).

4.1 Impact du pas de temps d'échantillonnage des données de consommation domestique

Au regard du complément bibliographique réalisé sur le sujet, il semble que l'échantillonnage des données de consommation soit un paramètre crucial pour la pertinence de l'évaluation des méthodes de gestion d'énergie de l'habitat solaire. De fait, au-delà de la simple validation du modèle Sol-ION, basée sur les tests de bon enchaînement des calculs de flux d'énergie entre sous-modèles de composant du système Sol-ION, il apparaît crucial de juger de la cohérence et de la validité des valeurs des indicateurs et paramètres retenus : l'autonomie des charges, l'autoconsommation de la production PV et les caractéristiques de cyclage des batteries. Autrement dit, il s'agit de savoir si le pas de temps de 10 min choisi pour échantillonner les données de consommation n'est pas une source d'imprécision du modèle portant préjudice aux conclusions qu'on pourra tirer des simulations, quelque soit la configuration de Sol-ION.

Problématique

Concrètement, la donnée du pas de temps varie tandis que les flux d'énergie en transit sont les mêmes. De fait, c'est la puissance appelée qui sera amenée à changer : à cause du choix d'un pas de temps plus élevé, les pics de puissance réellement appelés par les charges se retrouvent lissés, entraînant une augmentation globale de la puissance de base vue par Sol-ION (Fig.68).

Si l'on revient à des profils plus erratiques, les appels de puissance vus par C3 seront plus intenses, sur un temps court mais avec une valeur de base légèrement inférieure (Fig.68). Or C3 a un rendement d'autant meilleur que la puissance qu'il traite est élevée. Réduire le pas de temps aura donc un effet globalement bénéfique en réduisant les pertes de conversion de C3.

A l'inverse, on peut s'attendre à un effet négatif vis-à-vis du pack de batteries car sa tension est fixée par l'état de charge. De fait, les variations de puissance appelées par les charges se traduiront en amont par des variations brutales de courant. Etant donné qu'une batterie réagit vite, avec un temps de réaction de l'ordre du dixième de seconde, elle suivra automatiquement chaque variation aigue des appels de puissance. Ainsi, la batterie sera d'autant plus sollicitée en fréquence et d'autant moins en profondeur de décharge. *A priori*, la sollicitation différente des batteries liée au nouveau pas de temps impactera donc fortement les valeurs de variation d'état de charge, du nombre de cycles partiels voire du nombre de cycles entiers équivalents. Par conservation d'énergie, ce qui est gagné ou perdu est en fait un rééquilibrage entre pertes.

Ex : Si le pic de puissance est lissé avec un pas de temps élevé, le PV pourra satisfaire la demande concomitante bien plus aisément que si le pic de puissance est aigu à cause d'un pas de temps faible. Numériquement, un champ PV produisant 2 kW à 12h pourra satisfaire toute la charge appelée à cette heure si le pas de temps est de 128 ; il en manquera une partie si le pas de temps est de 2 s (Fig.69).

En termes de vieillissement, comme l'absence de sollicitation de la batterie met en jeu une perte de capacité et une moins bonne performance (vieillissement calendaire) prématurées par rapport à des sollicitations fréquentes mais brèves (vieillissement en cyclage), on est en droit de se demander si le pas de temps choisi pour les simulations exposées précédemment n'est pas à l'origine d'une surestimation du vieillissement du modèle Sol-ION, ce qui serait positif.

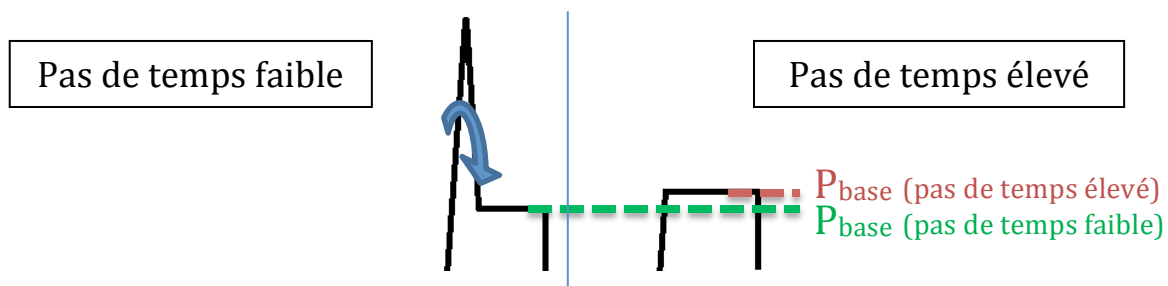


Fig.68. Schéma explicatif du lissage des appels de puissance lié à un pas de temps plus élevé.

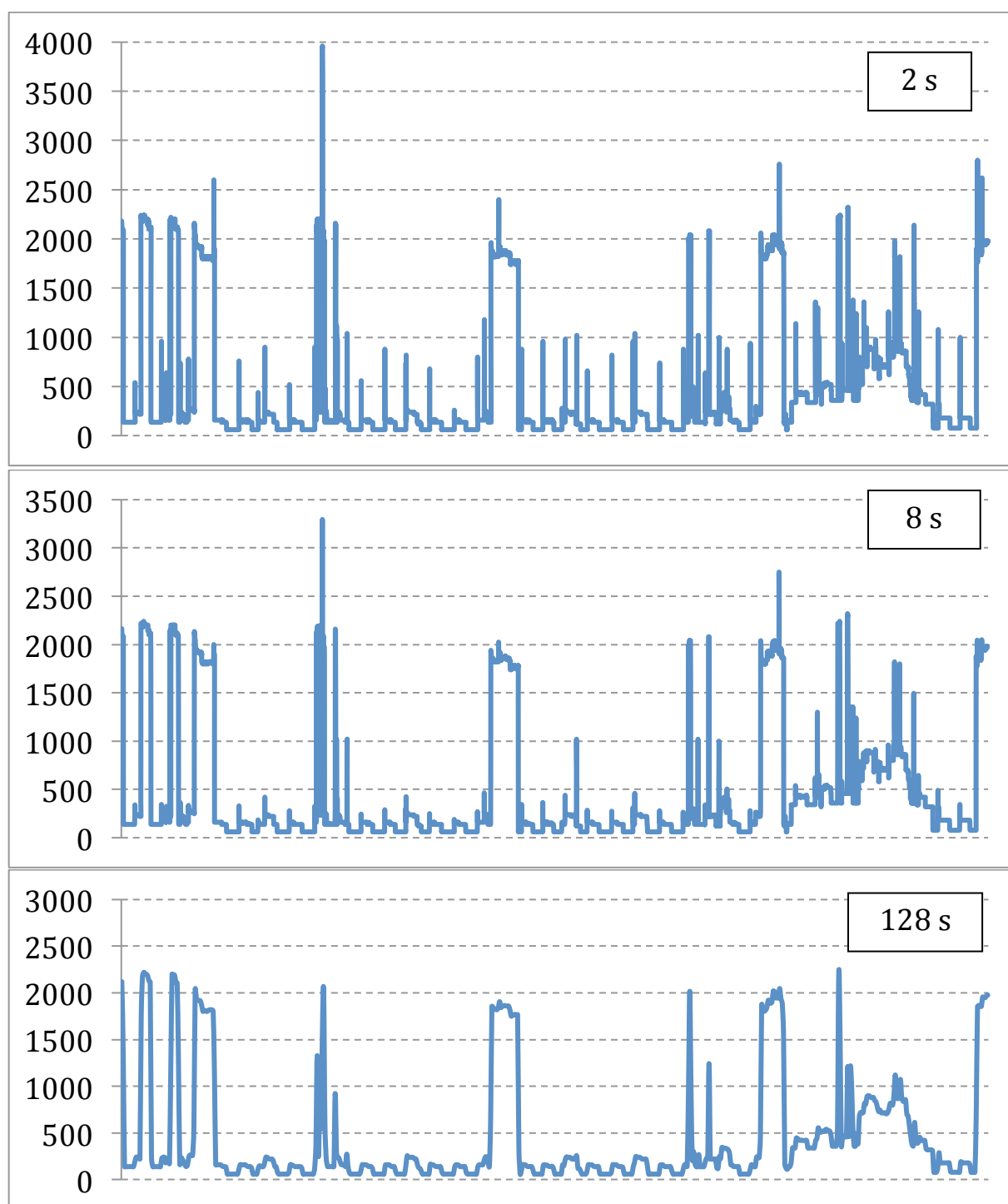


Fig.69. Influence du pas de temps d'échantillonnage des données de consommation (en W) sur le profil de consommation électrique des charges domestiques pour une journée typique ; les pics apparaissent à 8 s.

Méthodologie

Après avoir validé le modèle sur des données de consommation échantillonnées à un pas de temps de 10 min, j'ai entrepris d'investiguer l'influence de la réduction du pas de temps des données en remplaçant les données de consommation de la campagne IRISE dont l'exactitude nous était inconnue par des données réelles exactes acquises à un pas de temps de 2 secondes.

Ce travail a été réalisé à partir de 3 mois de données de mesure issues de l'instrumentation du tableau électrique d'un collègue de l'INES dont la maison est équipée de panneaux solaires et dont les charges sont représentatives d'un foyer moyen de 4 personnes dont 2 jeunes enfants. Pour ne pas faire varier un trop grand nombre de paramètres à la fois, je n'ai considéré que les données de consommation et non les données de production PV qui aurait nécessité la refonte et le remodelage en profondeur du sous-bloc de calcul dédié à cela dans le modèle Sol-ION. Cette hypothèse se justifie car on sait via la littérature que l'échantillonnage est moins crucial pour le PV que pour les charges domestiques. On ne s'est donc focalisé que sur ce dernier.

Concrètement, le changement du pas de temps implique la modification du fichier de données météorologiques servant d'intrant au sous-bloc de calcul de production PV. Toutefois, une fonction dédiée ayant déjà été implémentée pour ajuster le pas de temps de la production à celui de la demande domestique, il n'a pas été utile d'intervenir outre mesure dans le code pour régler ce point, facilitant ainsi l'enchaînement des simulations à différents pas de temps.

Pour évaluer dans le détail leur impact, j'ai échelonné les pas de temps de 2 à 128 secondes : des simulations ont été lancées pour une demande échantillonnée à 2, 4, 8, 16, 32, 64 ou 128 s mais avec à chaque fois les mêmes conditions de tailles de stockage et de champ PV, de façon à comparer les performances de Sol-ION par rapport à la seule influence du pas de temps.

Ces pas de temps ont été choisis comme multiples du pas de temps de base pour pouvoir créer facilement les profils de consommation associés en répartissant sur de plus larges intervalles la moyenne des valeurs correspondantes issues du profil de base échantillonné à 2 secondes. Concrètement, j'ai procédé par dichotomie en intégrant successivement sur deux périodes les données originelles du fichier de mesure échantillonné à 2 secondes. Cette méthodologie en cascade est nécessaire car une opération directe (ex : passage direct de 2 à 128 secondes) met en jeu des temps de calcul beaucoup trop importants pour arriver *in fine* au même résultat.

L'autre difficulté d'une telle opération est que la réduction du pas de temps d'échantillonnage engendre une augmentation du volume de données à traiter et donc *in fine* une augmentation du temps de calcul et de la durée de simulation. En particulier, comme la puissance de calcul et la mémoire physique de Matlab sur mon ordinateur n'étaient pas assez grandes pour lancer jusqu'au bout la simulation à des pas de temps de 2 et 4 secondes, j'ai dû passer par le biais des moyens informatiques de collègues pour mener à bien l'étude d'impact du pas de temps.

Une fois créées et sauvegardées dans le fichier chargé par le modèle Sol-ION, j'ai intégré les noms de fichier de ces matrices de profils de consommation redimensionnées de manière à ce qu'ils puissent être sélectionnés par l'utilisateur dans la liste qui s'offre à lui dans l'interface graphique utilisée au moment de lancer la simulation. Cela suppose de rediscrétiser le fichier météorologique associé appelé par le modèle, de manière à satisfaire le même pas de temps. Contrairement au cas abordé dans le projet Sol-ION, l'utilisateur n'a désormais plus le choix en termes de localisation du système : on ne traitera par la suite que du cas d'étude de la Corse.

Allure graphique

Lorsque l'on trace l'évolution de la consommation électrique des charges domestiques sur une journée typique pour des pas de temps de 2 à 128 secondes (Fig.69), on voit que la visibilité des pics de puissance appelés en base par le compresseur du réfrigérateur commence à partir d'un pas de temps de 8 secondes : en-deçà, les pics sont plus aigus ; au-delà, ils sont lissés.

Après simulation avec divers pas de temps d'échantillonnage des données de consommation, lorsqu'on trace l'évolution des flux d'énergie mis en jeu par la production photovoltaïque, les charges domestiques et les batteries du système Sol-ION (Fig.70), on remarque l'influence du pas de temps sur le profil de puissance transitant par la batterie pour un jour d'ensoleillement idéal qui se traduit par une courbe de production photovoltaïque parfaite en forme de cloche. Typiquement, avec un pas de temps élevé de 128 s qui conduit à lisser les pics de puissance appelés par les charges, on a un profil tout aussi lisse en entrée/sortie de batterie alors qu'à 2 s le profil de puissance de la batterie suit le comportement très fluctuant des charges avec donc des cycles plus fréquents et apparemment plus profonds, en décharge bien plus qu'en charge.

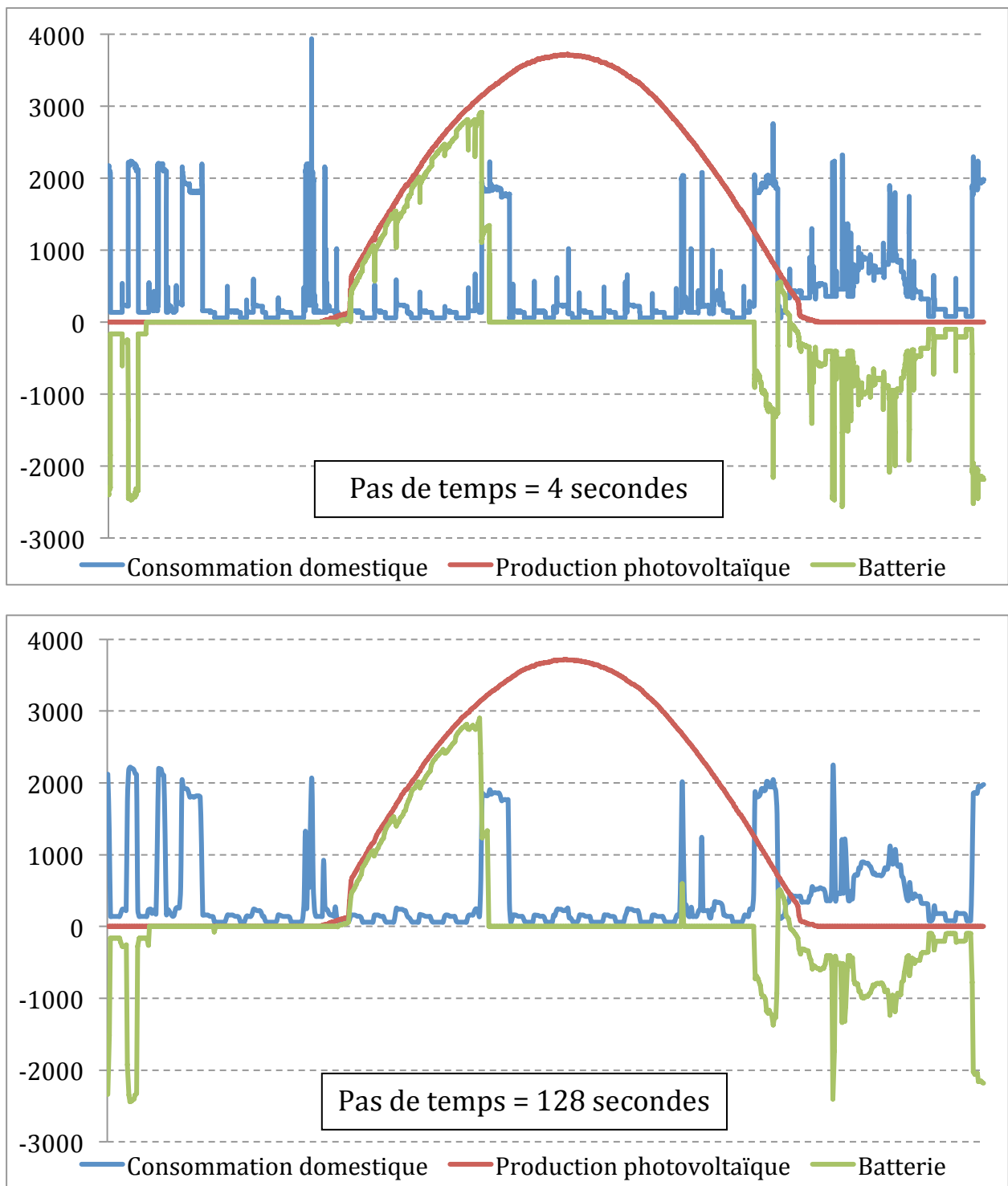


Fig.70. Influence du pas de temps d'échantillonnage sur les puissances (en W) mises en jeu par les composants du système Sol-ION pour un jour d'ensoleillement parfait (4 modules ; 3 kWc ; 1,344 MWh/an ; Corse).

Par temps couvert, la forte variabilité de la production solaire intermittente (Fig.71) s'ajoute *a fortiori* à la variabilité de la demande des charges domestiques pour solliciter les batteries du système Sol-ION plus fréquemment et (en apparence) plus profondément. D'un jour clair à un jour couvert, on note une grande sollicitation du pack de batterie, ce qui suppose un impact plus élevé en termes de cyclabilité sur un site tel que Kassel que sur le site de Corse étudié ici.

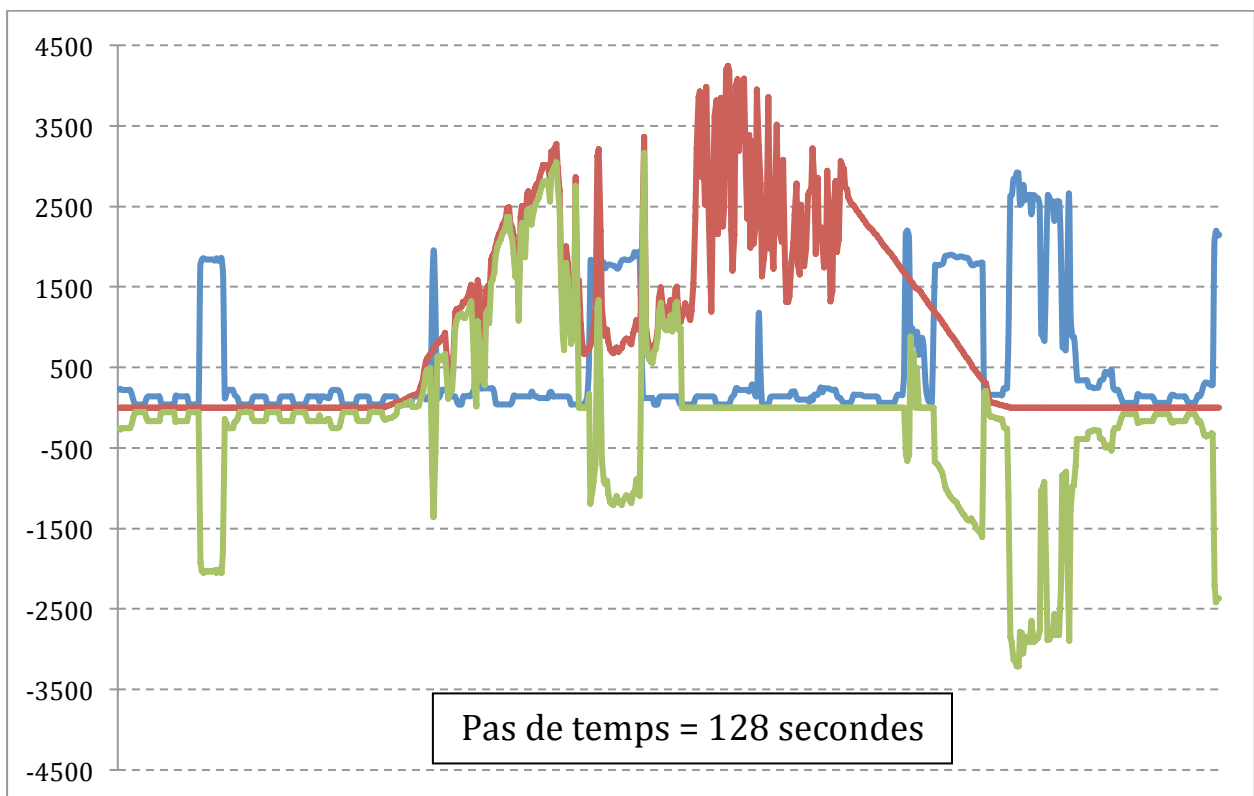
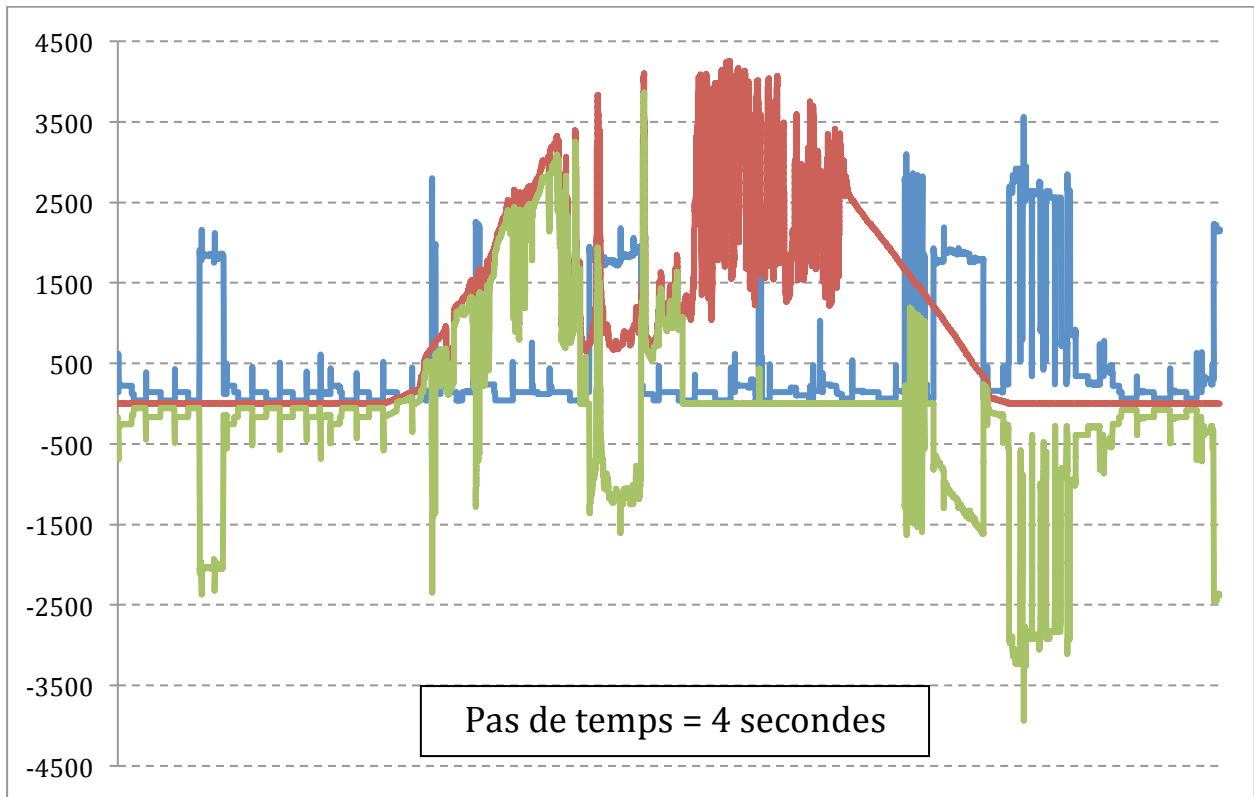


Fig.71. Influence du pas de temps d'échantillonnage sur les puissances (en W) mises en jeu par les composants du système Sol-ION pour un jour d'ensoleillement mauvais (4 modules ; 3 kWc ; 1,344 MWh/an ; Corse).

Analyse des résultats de simulation

Même si l'on sait que le modèle Sol-ION est fonctionnel, les résultats que nous avons pu tirer de simulations servant à le valider sont remis en cause par l'impact du choix du pas de temps. Il s'agit maintenant de savoir si l'usage de données échantillonnées à 10 min a contribué à nous faire idéaliser les performances du système Sol-ION ou au contraire à les sous-estimer. Les résultats de simulation globaux obtenus à des pas de temps de 2, 4, 8, 16, 32, 64 et 128 s sont présentés en termes de pertes, de cycles et de flux d'énergie d'un pôle à l'autre, avec leur valeur brute et leur variation relative par rapport à la valeur la plus élevée de la série (Tab.17*). On va s'intéresser spécifiquement aux changements intervenant lorsqu'on passe de 128 à 2 s.

En termes de pertes, on note que les pertes de production ne changent pas, de même que les pertes du convertisseur C1 en aval du champ PV. La modification du pas de temps impacte en fait la demande des charges domestiques et se répercute en amont sur le stockage, influençant légèrement le convertisseur de batterie C3, en entrée comme en sortie, et bien sûr la batterie. Une surprise est que le convertisseur C2 n'est que très peu influencé par le pas de temps : on n'observe aucune variation de la valeur des pertes alors que le niveau de puissance devrait jouer sur le rendement global de l'onduleur. L'écart d'influence observé des deux côtés de C3 (-0,3% en entrée de batterie ; -1,0% en sortie) s'explique du fait que la puissance produite par le PV était déjà échantillonnée plus finement que celle appelée par les charges (Fig.61). Ce constat est à tempérer car justement on compare en sortie une valeur plus faible qu'en entrée. Globalement, il est logique que les pertes de C3 soient réduites à un pas de temps plus faible car les pics de puissance appelés par les charges domestiques ne sont plus lissés (Fig.68) et C3 fonctionne à une tension plus élevée, ce qui lui confère un meilleur rendement (Fig.43). Au niveau de la batterie, les pertes sont réduites de 2,7% à partir d'un échantillonnage à 16 s. Cela s'explique parce que les cycles sont plus fréquents et de profondeur de décharge faible.

En effet, en termes de cycles partiels, la batterie cycle 516 fois sur des profondeurs moyennes de décharge de 12,9% pour un pas de temps de 128 s alors que pour un pas de temps de 2 s elle cycle 3 745 fois sur des profondeurs de décharge très faibles de l'ordre de 1,80%, soit un rapport de 1 à 7 entre les deux cas de figure. C'est un résultat auquel on ne s'attendait pas au regard des figures étudiées précédemment (Fig.70-71) car on avait l'impression que la batterie cyclait certes plus fréquemment mais aussi plus profondément. L'échelle des figures ne devait pas permettre de distinguer les microvariations. En termes de cycles équivalents, en revanche, un pas de temps plus faible sollicite davantage la batterie en valeur absolue ; la variation est toutefois minime d'un pas de temps à l'autre, l'écart maximal étant de 1,2%. C'est logique car les moindres pertes de la batterie lui permettent de fournir globalement un peu plus d'énergie aux charges, ce qui se traduit par un nombre de cycles équivalents légèrement plus important.

En termes de flux d'énergie, on voit que l'influence du pas de temps est négligeable à la fois pour le prélèvement et pour l'injection d'énergie sur le réseau. Même chose vis-à-vis des flux entre Sol-ION et les charges, ce qui explique que C2 soit donc globalement très peu impacté. En valeur absolue, une variation minime mais non négligeable s'observe à l'échelle du PV : la rediscrétisation du profil météo (et donc du profil de production PV) à un pas de temps faible induit une diminution de la coïncidence entre la production PV et la demande domestique. L'énergie issue du PV qui parvient directement aux charges diminue environ de 1,3% tandis que celle qui parvient directement au réseau augmente en parallèle de 0,4% ; au-delà des parts relatives, c'est le même écart d'énergie d'environ 7 kWh qui est reversé d'un pôle à l'autre.

En termes de données d'énergie globale en transit, on vérifie bien que les besoins des charges sont constants et valent 1,3 MWh/an (consommation d'un foyer sur 3 mois *i.e.* 5,48 MWh/an) quel que soit le pas de temps. La variation d'énergie globale fournie par Sol-ION avec ou sans stockage est négligeable, confortant l'observation d'un impact minime en termes de pertes.

Analyse des indicateurs de performance

Les indicateurs de performance définis précédemment ont été calculés et comparés (Tab.18*).

Les taux de couverture solaire direct et indirect ont une évolution opposée dans la mesure où, à besoin des charges invariant, l'énergie PV disponible directement en sortie de C1 diminue alors que celle disponible indirectement en sortie de batterie augmente (Tab.17*). Au final, le taux de couverture solaire global est stable à 78,2% avec moins de 0,1% de variation relative. Le gain d'autonomie était sous-estimé de 2,6% à 101,4% contre 104,1% au pas de temps 2 s.

La variation de l'autoconsommation est du même acabit et va dans le même sens : en passant de 128 à 2 s, le taux direct décroît de 1,3% relatif tandis que le taux indirect croît lui de 1,2%. Encore une fois, moins de PV est autoconsommé parce que moins de PV alimente les charges. Au final, dans les conditions paramétriques définies, le taux d'autoconsommation global est stable à 55,4% avec moins de 0,1% de variation relative. C'est surprenant car au regard des variations de charge on s'attendait à une moindre concomitance entre production et demande. C'est la plus forte sollicitation de la batterie qui compense la baisse de performance attendue. Le gain d'autoconsommation était sous-estimé de 2,5% à 108,7% au lieu de 111,5% à 2 s.

Le pas de temps influe donc sur les performances particulières des batteries mais pas sur les performances globales du système Sol-ION en termes d'autonomie et d'autoconsommation.

Le résultat important de cette campagne de simulation est que, conformément à nos attentes, la diminution du pas de temps d'échantillonnage des données de consommation entraîne une plus forte variabilité des profils et donc une fréquence plus élevée de sollicitation du système Sol-ION en décharge. On le note visuellement sur les graphes précédents (Fig.70-71) mais on le note encore plus numériquement via le nombre de cycles subis par la batterie (Tab.17*).

En revanche, contre toute attente, un pas de temps plus faible n'induit pas une diminution des taux d'autonomie et d'autoconsommation, ce qui est un constat positif pour le projet Sol-ION. En somme, cela revient à dire que nos résultats préliminaires avec les données échantillonnées à 10 min avaient surestimé la profondeur de cyclage (*i.e.* le vieillissement) des batteries mais ils étaient déjà précis en termes d'autonomie et d'autoconsommation de la production solaire.

Les flux d'énergie entre les pôles étant quasiment les mêmes quel que soit le pas de temps, les différences observées s'avèrent surtout associées à la temporalité des successions de cycles de charge/décharge qui rythment la non concomitance entre la production solaire et la demande. Dans la réalité de ce que subit la batterie, et qui se rapproche du pas de temps le plus faible, on peut parler de microcycles car les cyclages sont fréquents et peu profonds ; or, d'après la littérature sur le sujet, on sait qu'à nombre de cycles équivalents égal, les microcycles donnent lieu à un moindre vieillissement des batteries, y compris dans le cas des batteries lithium-ion.

En somme, cela revient à dire que la prise en compte classique de pas de temps de l'ordre de la minute dans les études de cyclabilité des batteries conduit à surestimer leur vieillissement. Dans le cas du modèle Sol-ION, cette nette surestimation concerne à la fois le vieillissement en cyclage et le vieillissement en calendaire : la batterie cycle fréquemment sur de faibles profondeurs et, parallèlement, elle est laissée moins souvent au repos. C'est très bénéfique.

Dans la suite du sous-chapitre, nous considérerons des simulations lancées sur des données de consommation échantillonnées à 8 s. C'est un bon compromis entre la précision des résultats et la mémoire et le temps de calcul requis pour l'ordinateur de calcul. Même si cela conduit à sous-estimer les paramètres du nombre de cycles partiels et de la variation moyenne d'état de charge, on peut déduire les valeurs exactes à 2 s en appliquant un produit en croix. En outre, l'information obtenue reste précise pour tous les autres indicateurs de performance (Tab.18*).

4.2 Impact du coefficient de seuil d'enclenchement en puissance du stockage

Comme l'impact du changement de pas de temps a une influence sur certaines performances du système Sol-ION, il est possible qu'il impacte aussi le résultat des simulations visant à investiguer l'impact de l'enclenchement sur seuil du stockage, présenté précédemment (§3.4). Résultat que nous n'avions d'ailleurs évalué qu'en termes de réduction des pics de puissance vus du point de vue du réseau, et non en termes de taux d'autonomie ou d'autoconsommation. Dans cette partie du mémoire, nous présentons les résultats de simulation du fonctionnement de Sol-ION sur le même profil de charge d'une maison consommant 1,37 MWh sur 3 mois, échantillonné à 2 s mais ramené ici arbitrairement à 128 s pour réduire la durée de simulation. Les résultats obtenus à 128 s pour un coefficient de seuil k variant de 0 à 1,1 par intervalle de 0,1 sont comparés avec ceux obtenus à 2 s pour k variant de 0 à 1 par intervalle de 0,5. L'objectif de la comparaison sera d'évaluer la pertinence d'abaques d'équivalence entre pas de temps élaborés à partir des résultats de l'investigation de l'influence du pas de temps des données de consommation cités au paragraphe précédent. Les résultats de simulation (Tab.19*) et les indicateurs de performance qui en découlent (Tab.20) sont analysés ci-après et en même temps comparés d'une valeur de pas de temps à l'autre.

Analyse des résultats de simulation (Tab.19*)

En termes de pertes, à 2 s comme à 128 s, on vérifie bien que ni les pertes du convertisseur C1 en aval du champ PV ni les pertes de production ne changent avec le seuil d'enclenchement. L'impact du seuil est aussi négligeable au niveau du convertisseur C3 en entrée de batterie. C'est logique car la variation du seuil d'enclenchement n'est pas censée impacter l'aiguillage des flux d'énergie issus du PV passant par le stockage mais bel et bien le moment d'utilisation de l'énergie déjà stockée dans la batterie. Par conséquent, l'essentiel de l'impact est visible au niveau du convertisseur C3 en sortie de batterie et bien sûr dans la batterie elle-même :

- Pour C3 (*out*), l'écart relatif est le même quel que soit le pas de temps : les pertes diminuent de 13-14% si on passe d'un seuil de 0 à un seuil de 1. Cela est dû au fait que l'enclenchement sur seuil fait fonctionner C3 à une puissance d'entrée/sortie plus haute et une tension d'entrée globalement plus élevée puisque le stockage est sollicité moins et a donc un état de charge en moyenne plus élevé que lorsqu'on n'utilise pas de seuil d'enclenchement.
- Ce même fait a pour conséquence d'augmenter les pertes de la batterie de 7% car l'énergie y reste stockée plus longtemps et fait l'objet d'une autodécharge à laquelle s'ajoute par ailleurs le spectre d'un vieillissement calendaire plus fort que le vieillissement en cyclage ; un constat à relativiser puisque le calendaire ne dure ici que quelques heures. Globalement, les courants de décharge de la batterie sont plus élevés et occasionnent également davantage de pertes.
- *In fine*, les pertes de l'onduleur se trouvent réduites de 6% car la puissance qu'il doit traiter en provenance de la batterie est globalement plus élevée s'il y a enclenchement sur seuil.

En termes de cyclage, le nombre de cycles équivalents évolue peu avec une diminution de 3% en passant d'un seuil d'enclenchement de 0 à 1, qu'on soit à un pas de temps de 128 s ou 2 s. Par contre, au niveau du nombre de cycles partiels et de la variation d'état de charge moyenne dont on a vu qu'ils étaient les résultats les plus impactés par le changement de pas de temps, on note un impact du changement de seuil d'enclenchement variable selon le pas de temps :

- À 128 s, le nombre de cycles partiels diminue de 8% entre un seuil de 0 et un seuil de 1 ; dans le même temps, à 2 s, la valeur correspondante diminue de seulement 2%. Globalement, la réduction du nombre de cycles partiels est logique car l'enclenchement sur seuil induit une sollicitation moins fréquente de la batterie. L'écart observé selon le pas de temps est dû au fait que les profils de charge à 2 s sont plus erratiques que ceux à 128 s ; par conséquent, le seuil en puissance est atteint plus souvent à 2 s qu'à 128 s, donc la batterie cycle plus souvent.

- À 128 s, la variation d'état de charge moyenne d'un cycle partiel est de 13,57% à un seuil unitaire contre 12,87% sans seuil d'enclenchement, soit 5% d'augmentation. A noter que cette variable diminue d'abord avec le seuil jusqu'à un minimum local de 12,76% à $k = 0,5$ avant d'atteindre un maximum local à $k = 1$. À 2 s, même si moins de valeurs intermédiaires sont disponibles, on s'aperçoit que la valeur à $k = 0,5$ n'est pas un minimum local. L'évolution est totalement différente puisque la variation moyenne d'état de charge diminue d'à peine 1%. C'est un constat surprenant car on s'attend comme à 128 s à ce que la profondeur de décharge augmente lorsqu'on sollicite la batterie à des puissances en moyenne plus élevées. En réalité, l'explication tient au fait que beaucoup plus de pics dépassent le seuil à 2 s qu'à 128 s et il y a globalement plus de cycles courts. Les cycles liés à la demande en base que l'enclenchement sur seuil permet d'éviter seraient donc en moyenne plus profonds ; leur évitement exposerait alors la batterie à des cycles en moyenne plus courts avec que sans enclenchement sur seuil.

En termes de flux d'énergie, l'influence de l'enclenchement sur seuil s'avère négligeable sur l'approvisionnement des charges par Sol-ION, la variation étant à peine d'1%. Le fait d'utiliser ce type de stratégie de gestion d'énergie n'aura donc a priori très peu d'influence sur les performances d'autonomie du système Sol-ION, qu'on soit au pas de temps de 128 ou 2 s. L'énergie injectée par Sol-ION sur le réseau est elle légèrement augmentée de 2% car grâce à l'enclenchement sur seuil il y a eu globalement moins de pertes dans la branche de stockage, en accord avec le fait que le poste de C2 a plus de pertes que celui de la batterie (Fig.57*). En parallèle, comme Sol-ION n'alimente plus les charges en base en-dessous du seuil défini, les prélèvements sur le réseau augmentent, mais beaucoup moins que ce à quoi l'on s'attendrait. À 128 comme à 2 s, le flux d'énergie allant du réseau vers les charges augmente ainsi de 4%.

En termes de données d'énergie globale en transit, on vérifie bien que les besoins des charges sont constants et valent 1,3 MWh/an (consommation d'un foyer sur 3 mois *i.e.* 5,48 MWh/an) quel que soit le seuil d'enclenchement. La variation d'énergie globale fournie par Sol-ION avec stockage est négligeable, passant de 1928 à 1935 kWh/an entre un seuil nul et un seuil unitaire, mais elle va dans le sens d'une réduction globale des pertes du système Sol-ION, les évolutions baissières des convertisseurs dépassant de peu l'évolution haussière de la batterie.

Validation d'abaques de pas de temps (Fig.72* et Tab.20)

Pour éviter de lancer une simulation sur des données échantillonnées à 2 s avec l'inconvénient qu'elle requiert plus de mémoire vive et rallonge la durée de simulation car il y a davantage de données à traiter, il est intéressant de déduire les valeurs à partir de pas de temps supérieurs en se servant d'abaques d'équivalence. Puisque ce sont les paramètres qui ont subi l'influence la plus forte lors du changement de pas de temps analysé précédemment, nous avons testé ici la validité d'abaques d'équivalence pour déterminer les paramètres de cyclage du bloc batterie de Sol-ION à partir de leur valeur à 128 s. D'un pas de temps à l'autre, les valeurs sont reliées via des lois de comportement de type puissance et polynôme du 3^{ème} et 4^{ème} degré qui ont un très bon coefficient de corrélation supérieur à 0,99 (Fig.72*).

Etant donné que les valeurs des résultats de simulation vont dans le même sens et avec une variation semblable (Tab.18*) en fonction du coefficient de seuil, quel que soit le pas de temps choisi, les équivalences entre pas de temps données par les abaques sont *a priori* également valables pour des résultats de simulation obtenus pour des coefficients de seuil différents.

En pondérant par le ratio des valeurs calculées à 2 s et 128 s pour $k = 0$, on calcule les valeurs des paramètres à 2 s pour un coefficient de seuil de 0,5 et de 1 via la loi de comportement associée. Les résultats sont ensuite comparés aux valeurs issues des simulations (Tab.20). Pour comparaison, et parce que son calcul propre était moins précis, nous avons calculé la variation d'état de charge par le rapport entre le nombre de cycles équivalents et le nombre de cycles partiels. L'erreur peut être réduite par ce biais, limitant à 8% l'écart le plus important.

Pas de temps	128 s			2 s (calculé)			2 s (simulé)			2 s (erreur, en %)		
Coefficient de seuil	0	0,5	1	0	0,5	1	0	0,5	1	0	0,5	1
Nb de cycles partiels	516	518	475	4009	4023	3691	3745	3730	3679	7,1	7,8	0,3
Variation de SOC (%)	12,87	12,76	13,57	1,95	1,96	1,85	1,80	1,79	1,78	8,1	9,7	3,7
Nb de cycles équivalents	66,42	66,07	64,47	67,25	66,89	65,27	67,25	66,94	65,36	0,0	0,1	0,1
Variation de SOC (%)	12,87	12,76	13,57	1,68	1,66	1,77	1,80	1,79	1,78	6,6	7,3	0,5

TAB.20. DONNEES DE CYCLAGE DU SYSTEME SOL-ION EN FONCTION DU COEFFICIENT DE SEUIL K POUR DES DONNEES DE CONSOMMATION ECHANTILLONNEES A 2 ET 128 s [6 modules ; 5 kWc ; 5,48 MWh/an ; Corse].

Analyse des indicateurs de performance (Tab.21)

Les taux d'autonomie et d'autoconsommation directes ne sont pas impactés par la variation du seuil d'enclenchement car il influe sur le système de stockage et non sur la production PV. Leurs valeurs respectives sont donc constantes et égales à 38,8% et 26,6% respectivement, quel que soit le seuil d'enclenchement du stockage. C'est légèrement plus qu'à 2 s, comme commenté précédemment, mais à ce pas de temps également les taux ne dépendent pas de k.

Quand le coefficient de seuil k passe de 0 à 1, le taux de couverture solaire indirecte baisse de 2,4% et le taux d'autoconsommation indirecte baisse de 3,1%. Cela s'explique par le fait que la part de production issue de Sol-ION et alimentant les charges diminue à mesure que l'on élève le seuil d'enclenchement en puissance du stockage. En parallèle, la consommation des charges reste constante mais la production augmente globale de Sol-ION augmente (Tab.19*). Cela explique que les variations des paramètres liés à l'autoconsommation soient plus grandes que celles liées à la couverture solaire des besoins ou autonomie.

Les gains d'autonomie et d'autoconsommation présentent la même évolution (-2,4% / -3,1%) car ils sont calculés par rapport aux taux directs qui eux ne varient pas avec k. A 2 s de pas de temps, les tendances sont toujours à la baisse mais les valeurs des variations de taux sont un peu plus faibles à -2,1 et -2,7% respectivement. Cela s'explique car l'écart absolu est constant mais on le divise par une valeur globale de gain qui est plus élevée à 2 s qu'à 128 s.

Dans le même temps, les taux globaux d'autonomie et d'autoconsommation varient de 1,2 et 1,6% car on divise le même écart absolu par un taux plus grand. Globalement, les évolutions sont les mêmes à 128 s et à 2 s mais les valeurs sont légèrement plus faibles avec en moyenne 2,7% d'écart absolu quel que soit le coefficient de seuil d'enclenchement considéré.

k	0	0,5	1	Δ_{max}	0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	1	Δ_{max}
χ_d	38,33%	38,33%	38,33%	0,00%	38,83%	38,83%	38,83%	38,83%	38,83%	38,83%	38,83%	0,00%
χ_i	39,89%	39,81%	39,08%	2,07%	39,39%	39,37%	39,31%	39,29%	39,22%	38,71%	38,56%	2,39%
χ	78,22%	78,14%	77,41%	1,04%	78,22%	78,20%	78,14%	78,11%	78,04%	77,54%	77,39%	1,19%
Γ_χ	104,1%	103,9%	102,0%	2,07%	101,4%	101,4%	101,2%	101,2%	101,0%	99,7%	99,3%	2,39%
α_d	26,21%	26,21%	26,21%	0,00%	26,55%	26,55%	26,55%	26,55%	26,55%	26,55%	26,55%	0,00%
α_i	29,22%	29,11%	28,45%	2,68%	28,87%	28,84%	28,76%	28,74%	28,67%	28,21%	28,08%	3,09%
α	55,43%	55,32%	54,67%	1,40%	55,42%	55,39%	55,31%	55,29%	55,22%	54,76%	54,63%	1,59%
Γ_α	111,5%	111,0%	108,5%	2,68%	108,7%	108,6%	108,3%	108,2%	108,0%	106,3%	105,8%	3,09%

TAB.21. PERFORMANCES SIMULEES DU SYSTEME SOL-ION EN FONCTION DU COEFFICIENT DE SEUIL K POUR DES DONNEES DE CONSOMMATION ECHANTILLONNEES A 2 ET 128 s [6 modules ; 5 kWc ; 5,48 MWh/an ; Corse].

4.3 Impact des différents paramètres liés à la recharge lente d'un véhicule électrique

Dans cette dernière sous-partie, nous allons investiguer le caractère mixte de la convergence entre l'habitat solaire et le transport électrique au travers de la recharge du véhicule électrique et de son impact par rapport à l'habitat solaire typique abordé au travers du projet Sol-ION. L'idée est de savoir dans quelle mesure le besoin de recharge qui s'ajoute à la consommation électrique domestique peut faire varier les performances du système Sol-ION, en bien ou en mal, selon l'indicateur observé (perte, flux, cyclage, autonomie, autoconsommation, etc.).

Typiquement, comme on rajoute une charge apte à utiliser l'énergie issue du PV, on s'attend à ce que le taux d'autoconsommation de la production solaire augmente. En revanche, dans la mesure où le VE risque de prélever de l'énergie issue de Sol-ION originellement prévue pour alimenter les charges domestiques, on s'attend à ce que le taux d'autonomie diminue, d'autant que le besoin de recharge du véhicule électrique ne sera *a priori* pas satisfait intégralement. Pour contrer ce phénomène, un surdimensionnement du PV ou du stockage stationnaire sera sûrement une alternative viable pour améliorer les performances de Sol-ION et augmenter les taux et gains d'autonomie et d'autoconsommation associés.

Comme mentionné au chapitre précédent, de nombreuses inconnues se profilent par rapport à l'intégration du VE dans l'habitat solaire, tant en matière de quantité d'énergie requise que de comportement de recharge en termes de puissance, d'horaires et de durée de recharge. Toutes ces questions seront abordées au travers de l'investigation de l'influence de trois paramètres variables d'une simulation à l'autre : la profondeur de décharge totale de batterie cyclée sur une journée, la fréquence de recharge du VE et l'heure de la recharge choisie par l'utilisateur.

Puisqu'on a fixé la demande domestique (1,36 MWh) et la localisation (Corse) associées au système, ces trois nouveaux paramètres s'ajouteront aux deux paramètres classiques qui sont soumis à modification dans le modèle Sol-ION : le dimensionnement du PV et du stockage. Nous analyserons ci-après leurs influences respectives en ayant préalablement fixé les autres conditions de recharge (capacité de batterie, fréquence de recharge, variation moyenne d'état de charge, heure de début de recharge, etc.). A chaque fois, la recharge est supposée lente car c'est le cas de figure le moins critique en termes d'appel de puissance sur le réseau (3,68 kW).

NB : Les différences en termes d'autonomie pourront elles aussi être analysées car elles rapportent la production PV à la consommation domestique, la production PV annuelle étant par ailleurs constante. Ce sera un cas de figure similaire au foisonnement, mais dans l'autre sens : plus on recharge le VE fréquemment, plus on associe son besoin à un nombre important de jours de production PV de profils variables et en moyenne plus aptes à le satisfaire.

A. Dans un premier temps, nous avons étudié l'impact de la variation d'état de charge de la batterie, en supposant que la capacité de la batterie est de 30 kWh et que la recharge du VE a lieu tous les jours. Au niveau des résultats de simulation (Tab.22*), l'influence est claire : le besoin des charges augmente linéairement jusqu'à représenter au total près du triple de la demande appelée par les seules charges domestiques. Cela veut dire qu'une recharge totale de la batterie du VE représente dans ce cas quasiment le double de la consommation domestique.

Impact du besoin de recharge du VE (Tab.22*-23*)

Concrètement, augmenter la variation d'état de charge journalière de la batterie embarquée du VE revient à augmenter le besoin d'énergie global des charges domestiques prises en compte par Sol-ION : en l'échelonnant de 0 à 100% SOC par intervalle de 20% SOC, cela revient à faire passer la capacité de batterie de 0 à 30 kWh par intervalle de 6 kWh. On compare donc des besoins d'énergie croissants qui impacteront l'aiguillage des flux en provenance du réseau et/ou de Sol-ION. Le besoin est supposé prélevé chaque jour de façon identique, à une heure fixe établie à 19h (recharge en soirée, à la fin de tous les trajets) pendant les 92 jours pris en compte dans le modèle sur les 3 mois de données de consommation domestique disponibles.

Dès 20% de variation d'état de charge, soit un besoin de recharge du VE de 6 kWh/jour, le taux d'autoconsommation sature à une valeur de 30,75% qu'il ne peut pas dépasser quand le besoin augmente davantage. Cela signifie qu'au-delà de ce seuil, il n'y a pas plus d'énergie issue du PV qui peut être consommée par les charges et/ou le VE (de manière indirecte car il n'y a pas de production PV à 19h, heure de la recharge). De fait, si aucune énergie stockée n'est disponible pour recharger le VE, cela signifie que la batterie de stockage stationnaire du système Sol-ION est vide : la demande résiduelle exprimée par le VE est prise sur le réseau.

On fait le même constat avec les taux d'autonomie qui diminuent très fortement à mesure que la variation d'état de charge journalière augmente. C'est logique car on divise une valeur limite (constante) d'énergie fournie via Sol-ION par un besoin des charges qui, lui, augmente. Au global, alors que sa valeur était de 78% avant l'insertion du VE, le taux d'autonomie global de l'habitat solaire étudié descend à 29% si l'intégralité de la batterie est cyclée, soit presque une division par trois des performances du système. En parallèle, comme les taux directs et indirects varient de la même façon, les gains d'autonomie et d'autoconsommation associés sont constants à partir de 20% de variation d'état de charge. Leurs valeurs respectives de 110 et 117% dépassent les 104 et 111% obtenus sans VE ; cela n'illustre pas le sous-dimensionnement de Sol-ION vis-à-vis de la demande.

***NB :** En pratique, une marge de capacité de la batterie du VE est préservée. Le maximum théorique sera donc de 80% de variation d'état de charge parmi tous les cas envisagés.*

En clair, cela montre que les performances du système Sol-ION sont fortement limitées si le dimensionnement du stockage est mal réalisé à la base ou s'il ne s'adapte pas à une éventuelle hausse de consommation des charges domestiques. Le VE en est l'illustration la plus flagrante car son usage peut provoquer du jour au lendemain le doublement des appels de puissance. Etant donné le faible nombre de modules de batteries pris en considération pour la simulation du système Sol-ION dans ce cas-ci, il semble qu'il y a peu de marge possible vis-à-vis de la production PV : le stockage est presque vide quand le VE le sollicite en décharge car il a déjà été utilisé par le reste des charges depuis la fin de la production PV (avant 18h).

B. Dans un deuxième temps, nous avons étudié l'impact de la valeur de capacité de batterie et celui de la fréquence de recharge, à variation d'état de charge constante égale à 20% (Tab.24*). C'est un point délicat car chaque jour est différent en termes de consommation domestique et de production PV puisque les usages des habitants du foyer sont fluctuants, de même que les conditions climatiques à l'origine de la production PV censée les alimenter. De fait, il s'avère qu'on ne compare pas les performances sur la même base et toute extrapolation serait erronée.

En outre, est investigué l'impact de la fréquence pour une variation d'état de charge de 20%. Avec 92 jours de données disponibles, la recharge d'un VE à 1, 2, 3, 4 ou 5 jours d'intervalle implique un besoin de recharge global variable car le nombre de jours total diffère (Tab.25*). Ainsi, à la variable des profils de production et de demande qui ne sont pas les mêmes d'une simulation à l'autre s'ajoute le fait qu'on compare pas des besoins de recharge différents. Pour ne pas tirer de conclusions erronées, nous considérerons donc ici seulement les résultats de simulations établies dans des conditions égales ; typiquement, les capacités de batterie prises deux à deux et les recharges de VE opérées tous les 1, 2 et 4 jours. Les résultats de simulation (Tab.24*) et indicateurs de performance associés (Tab.26*) sont analysés ci-après.

Impact de la capacité de batterie du VE (Tab.24* et 26*)

Concrètement, faire varier la capacité de la batterie de VE contribue à faire varier le besoin d'énergie qu'elle prélève tantôt sur Sol-ION, tantôt sur le réseau. On le voit à l'évolution de la valeur du besoin global des charges domestiques qui passe de 1864 kWh avec une capacité de batterie de 27 kWh à 1919 kWh avec une capacité de 30 kWh. Au regard des 1367 kWh de consommation domestique de base, sans VE, cela traduit un surplus d'énergie lié à la recharge du VE de 497 et 552 kWh respectivement. On retrouve l'écart de 11% entre 27 et 30 kWh.

En termes de pertes, la hausse de capacité de batterie de 27 à 30 kWh n'a qu'un impact limité sur la batterie elle-même et le convertisseur C3 à sa sortie : les déperditions sont augmentées de 0,7% dans la batterie et elles sont réduites de 1,1% dans C3 alors que la capacité augmente dans le même temps de 11%. Mais en réalité le VE n'est pas la seule charge que Sol-ION doit alimenter. Rapportée à toutes les charges, l'augmentation de capacité accroît le besoin de 3%.

En termes de flux, l'impact de la capacité de batterie ne s'avère élevé qu'en ce qui concerne les prélèvements d'énergie des charges sur le réseau : la quasi intégralité du surplus d'énergie représenté par le besoin du VE est alimentée par le réseau. Cela s'explique par le fait que la recharge a lieu à 19h : aucune concomitance n'est possible avec la production PV donc toute l'énergie utile à la recharge ne peut provenir que du stockage. Si celui-ci n'est pas apte à fournir les appels de puissance, cela signifie que la batterie est déjà vide ; le stockage est donc clairement sous-dimensionné et un nombre plus important de modules serait nécessaire.

Les indicateurs d'autoconsommation sont rigoureusement identiques d'une capacité à l'autre, signe que la même fraction de production PV alimente les charges à 27 et 30 kWh. Élever la capacité de stockage ne sert à rien déjà au-delà de 27 kWh si ce n'est à réduire l'autonomie de l'habitat solaire. Le gain d'autonomie est le même car les variations de taux sont identiques.

Impact de la fréquence de recharge du VE (Tab.24*-26*)

Les performances de Sol-ION sont moins bonnes si on espace les moments de la recharge du VE car le besoin au moment de la recharge augmente et on rate l'occasion de profiter d'un meilleur ensoleillement moyen quand on saute des jours, à besoin global de recharge constant.

Il n'y a pas une grande différence entre valeurs car le stockage se vide vite dans les charges après avoir été chargé par la production PV. D'un jour sur l'autre, il n'y a donc plus d'énergie disponible dans la batterie de Sol-ION, ni pour alimenter les charges domestiques, ni pour alimenter la recharge du VE. L'investigation de l'influence de ce facteur est donc préférable pour un système qu'on sait surdimensionné en PV ou en stockage pour l'habitat solaire seul.

C. Il est prévisible qu'un grande part des recharges de VE ait lieu au domicile du conducteur, en rentrant du travail, comme on vient de l'envisager avec un horaire de recharge à 19h, mais aussi au moment où il termine ses activités et a du temps devant lui, *i.e.* typiquement entre 12h et 14h ou à partir de 17h30. Sur la base des profils de puissance mis en jeu dans l'habitat solaire, nous avons ajouté le profil de recharge du VE à la base de consommation domestique pour un jour idéal où la très bonne production PV forme une gaussienne parfaite (Fig.73*).

On note qu'à midi, pour un jour parfait, une grande part de la puissance appelée par le VE est disponible en direct à partir du PV, le reste pouvant être fourni par la batterie qui a été chargée en début de matinée. En revanche, si la recharge a lieu à 17h30, tout sera prélevé de la batterie qui risque de se vider, n'étant plus utile la nuit qui suit, et surtout de vieillir prématurément.

Impact de l'horaire de recharge du VE (Tab.27*-28)

Le choix précédent d'un horaire de recharge fixé à 19h a permis de s'affranchir de l'influence de l'apport direct de la production PV. Nous allons à présent voir les résultats de simulation pour des horaires de recharge différents, la variation d'état de charge étant limitée à 20% SOC et la fréquence de recharge étant journalière, toujours pour un système PV de 5 kWc et un système Sol-ION à 4 modules de batteries. Concrètement, il s'agit d'investiguer en quoi la disponibilité horaire variable de la production PV influe sur les performances de Sol-ION via l'impact de l'horaire de recharge du VE. Les résultats sont denses :

En termes de données globales, on vérifie que le besoin des charges domestiques croît avec l'insertion du VE et qu'il est constant quel que soit l'horaire de recharge car il met en jeu la même variation d'état de charge moyenne (20%) et la même fréquence de recharge (1 jour).

Concrètement, la recharge du VE dans les conditions choisies induit une hausse de 40% du besoin des charges domestiques, de 1367 à 1919 kWh/an. En parallèle, la production PV n'est pas impactée. De fait, l'évolution de la production de Sol-ION n'est due qu'à la batterie. On constate que celle-ci varie peu mais de manière très erratique car les différentes pertes du système ne vont pas dans le même sens et se compensent dans certains cas. On observe un minimum pour une recharge à 10h et un maximum à 19h, justifiant au passage le précédent choix de cet horaire pour investiguer l'influence des autres paramètres de recharge du VE.

En termes de flux d'énergie directs, l'horaire a une très forte influence sur l'habitat solaire :

- Le flux direct entre le PV et les charges domestiques augmentées du besoin de recharge du VE illustre la concomitance de ce dernier avec la production PV. Quand le VE recharge au moment où la production PV culmine, entre 12h et 14h (*i.e.* la recharge débute de 12h à 13h), un maximum d'énergie PV sert à recharger directement le VE, évitant ainsi le prélèvement de puissance sur le réseau. Pour une recharge ayant lieu chaque jour à 12h, 889 kWh peuvent être fournis en direct par le PV alors qu'en l'absence de VE les charges ne sont alimentées directement qu'à hauteur de 525 kWh. Ainsi, l'écart de flux constaté est surtout lié au besoin de recharge du VE et numériquement il représente entre 0 (19h) et 66% (12h) de ce dernier.

- En parallèle, comme davantage d'énergie PV est disponible pour alimenter les charges et le VE, le flux d'énergie PV injecté sur le réseau évolue de manière complémentaire avec un minimum à 12h et un maximum à 19h. Le flux d'énergie provenant du réseau et alimentant les charges domestiques suit exactement la même tendance aux mêmes horaires de recharge.

En termes de flux d'énergie indirects, l'influence de l'horaire de recharge est aussi très forte :

- Déjà réduits par le stockage en l'absence de recharge de VE (de 1473 à 859 kWh), les flux d'énergie PV injectés sur le réseau sont encore plus réduits avec l'insertion du VE, atteignant un minimum global représentant à 12h quasiment la moitié des injections réseaux initiales.

- En parallèle, l'énergie PV qui n'est pas injectée sur le réseau sert à alimenter les charges domestiques via la batterie de Sol-ION qui en facilite indirectement la mise en concomitance. Le complément du besoin des charges augmenté de la recharge du VE est fourni par le réseau de manière complémentaire avec toujours cette tendance en cloche inversée centrée sur 12h.

En termes de pertes, l'influence de l'horaire est forte mais les évolutions sont très erratiques car elles résultent d'influences contradictoires : quand le PV produit en coïncidence avec la charge augmentée, C2 voit une puissance plus élevée donc il a un meilleur rendement, C3 voit une puissance plus faible donc il a un moins bon rendement, la batterie est moins utilisée donc ses pertes diminuent. Les pertes diminuent en proportion vis-à-vis du cas sans VE.

En termes de cyclage, quand le PV produit plus en coïncidence avec la charge augmentée, à 12h, cela se traduit par un usage plus fréquent de la batterie, sur une profondeur de décharge moyenne plus faible, aboutissant à un nombre de cycles équivalents plus faible. On note un écart de 12% entre le maximum de sollicitation du stockage à 10h et son minimum à 12h.

Si l'on s'intéresse maintenant aux indicateurs de performance du système Sol-ION calculés pour des simulations lancées aux divers horaires envisagés pour la recharge du VE, on note la même évolution erratique liée à l'usage irrégulier du stockage en réaction au profil de charge global constitué par les charges domestiques de base de l'habitat solaire et la recharge du VE.

Typiquement, comme le pic de recharge du VE est davantage concomitant avec la production PV en milieu de journée qu'en début ou fin de journée (Fig.73*), les taux de couverture solaire et d'autoconsommation directe s'avèrent logiquement plus élevés à 12h qu'à 19h, avec des valeurs respectives de 46,3 et 44,5% plus élevées à 12h que celles notées sans VE et respectivement égales à 38,4 et 26,3%. Ce n'est pas le cas à 19h où le taux d'autonomie diminue tandis que le taux d'autoconsommation reste inchangé par rapport au cas sans VE.

Concrètement, cela signifie que si on choisit bien l'heure de recharge du VE, la performance de Sol-ION peut être fortement améliorée, principalement parce qu'on met davantage en coïncidence la production PV et le besoin des charges augmenté de la recharge du VE. Globalement, l'habitat solaire équipé d'un VE voit ainsi la couverture solaire de ses besoins et l'autoconsommation de sa production PV culminer respectivement à 77,4 et 77,2% pour une recharge ayant lieu à 12h. Par rapport aux valeurs de 78,2 et 55,4% observées sans VE, l'autonomie maximale est du même ordre, l'autoconsommation maximale est 40% meilleure.

En parallèle, et au vu du profil de charge modifié par l'insertion du VE, les écarts entre la production et la demande locale de l'habitat solaire sont bouleversés et la batterie n'est plus sollicitée aux mêmes moments, avec la même fréquence et la même profondeur de décharge. Ainsi, les gains d'autonomie et d'autoconsommation ont une évolution erratique comparable qui suit l'évolution de la sollicitation du stockage : moins la batterie est utilisée, plus les gains qui lui sont associés sont faibles. Néanmoins, il faut mettre cela en regard avec le fait que les rendements de Sol-ION sont meilleurs et que le vieillissement de batterie est a priori réduit. Ces gains sont notamment maximaux pour une recharge à 19h car la batterie est plus utilisée.

	Sans VE	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	
χ_d	38,39%	32,58%	37,08%	39,36%	39,42%	43,44%	46,33%	χ_d
χ_i	39,83%	29,59%	30,79%	33,35%	35,31%	33,42%	31,08%	χ_i
χ	78,22%	62,17%	67,88%	72,71%	74,73%	76,86%	77,41%	χ
Γ_χ	103,77%	90,84%	83,04%	84,72%	89,56%	76,94%	67,08%	Γ_χ
α_d	26,26%	31,29%	35,61%	37,80%	37,86%	41,72%	44,50%	α_d
α_i	29,17%	30,67%	32,10%	34,89%	37,08%	35,12%	32,66%	α_i
α	55,43%	61,95%	67,72%	72,69%	74,94%	76,84%	77,16%	α
Γ_α	111,12%	98,02%	90,14%	92,30%	97,92%	84,19%	73,41%	Γ_α

	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	
χ_d	45,40%	41,61%	36,75%	33,03%	29,36%	27,63%	27,34%	χ_d
χ_i	31,58%	32,72%	31,51%	30,13%	29,82%	30,00%	30,03%	χ_i
χ	76,98%	74,34%	68,27%	63,17%	59,18%	57,63%	57,37%	χ
Γ_χ	69,56%	78,64%	85,74%	91,22%	101,60%	108,57%	109,83%	Γ_χ
α_d	43,60%	39,97%	35,30%	31,73%	28,19%	26,54%	26,26%	α_d
α_i	33,15%	34,23%	32,72%	31,09%	30,66%	30,78%	30,75%	α_i
α	76,75%	74,20%	68,01%	62,82%	58,85%	57,32%	57,01%	α
Γ_α	76,02%	85,65%	92,69%	98,00%	108,73%	115,98%	117,11%	Γ_α

TAB.28. PERFORMANCES SIMULEES DU SYSTEME SOL-ION EN FONCTION DE L'HORAIRE DE RECHARGE DU VE
[4M ; 5 kWc ; 1,36 MWh/an ; Corse ; pas de temps : 8 s ; 20% SOC/jour].

Bilan

Après avoir validé le modèle de simulation représentatif du comportement d'un système de gestion d'énergie avec stockage stationnaire associé au projet industriel Sol-ION, nous avons remis en question la précision de nos résultats au regard du pas de temps choisi pour l'intrant de données de consommation domestique. En comparant les profils de charge associés à des pas de temps allant de 2 à 128 secondes, nous avons noté une évolution notable des profils de charge unitaires des appareils électriques cycles constituant la base des appels de puissance d'un foyer, à savoir les appareils frigorifiques. Les forts pics relatifs à la puissance requise par le cycle de leur compresseur s'avèrent lissés à partir d'un pas de temps supérieur à 8 s, ce qui engendre un écart à la baisse en termes de pertes du système Sol-ION car ses étages de conversion ont un meilleur rendement si la puissance est plus élevée. Toutefois, l'écart observé ne remet pas en cause les résultats obtenus auparavant en termes d'autonomie et d'autoconsommation, ce qui laisse à penser que l'usage de profils de demande domestique échantillonnés à un pas de temps de l'ordre de la minute peut s'avérer bénéfique pour lancer un grand nombre de simulations, limiter la puissance de calcul requise et raccourcir la durée des simulations. L'impact le plus important du pas de temps est au niveau des paramètres de cyclage : ceux-ci s'avèrent fortement sous-estimés en termes de nombre de cycles partiels et surestimés en termes de variation moyenne d'état de charge, le nombre de cycles équivalents restant stable. Pour éviter le recours à des pas de temps très faible, des abaques d'équivalence ont été mis en œuvre entre les divers pas de temps investigués qui se sont avérés satisfaisants en termes de précision pour d'autres cas de figure de simulation. En effet, une fois appliqué à la stratégie de gestion par enclenchement sur seuil, les performances en termes d'autonomie et d'autoconsommation s'avèrent plutôt stables et peu impactées par ce mode de gestion. Quel que soit le pas de temps, les gains d'autonomie et d'autoconsommation fournis par la batterie sont très élevés et varient peu d'un coefficient de seuil nul à unitaire. Il est donc fort probable que ce type de stratégie soit intégré « de série » au système Sol-ION commercial, de manière à contribuer en local à la gestion du réseau, à favoriser l'intégration de la production PV et à éviter pour l'utilisateur final le surcoût d'une consommation élevée en pointe.

Dans la continuité de l'analyse des performances du système Sol-ION pour l'habitat solaire seul, composé d'un champ PV et de charges domestiques, nous avons investigué l'impact de l'insertion d'un VE par le biais de son besoin de recharge. En considérant un lieu, une taille de stockage et une taille de champ PV fixes, nous avons fait varier un à un les paramètres de recharge du VE susceptibles d'influer sur les différentes performances du système Sol-ION. L'impact de la variation du besoin de recharge de 6 à 30 kWh est évidemment très élevé car il augmente la demande globale des charges de 40 à 180%. Globalement, le fait de solliciter les étages de conversion à des puissances plus élevées améliore le rendement global du système. Toutefois, les conclusions de l'étude sont limitées car, au-delà de 20% de variation d'état de charge, le stockage ne permet pas d'alimenter davantage le besoin lié à la recharge du VE et la totalité du besoin augmenté des charges est alors prélevée sur le réseau, suggérant l'utilité d'un redimensionnement du PV et du stockage pour éviter la création de pics de puissance. On arrive au même constat avec l'impact de l'augmentation de capacité de la batterie car elle joue également sur le besoin d'énergie global et donc sur la durée des appels de puissance. L'impact de la fréquence est un cas de figure similaire au foisonnement des profils de charge, mais dans l'autre sens : plus on recharge le VE fréquemment, plus on associe son besoin à un nombre important de jours de production PV de profils variables qui sont aptes à le satisfaire. Les performances du système Sol-ION sont donc d'autant meilleures que le véhicule recharge très peu mais souvent, à la fois en termes de rendement, d'autonomie et d'autoconsommation. L'horaire de recharge est le paramètre le plus influent avec des évolutions erratiques sur toute la journée qui font privilégier le temps de midi pour favoriser la coïncidence entre besoin de recharge et production PV, de façon à éviter de solliciter le réseau et la batterie de Sol-ION.

Perspectives

En termes d'exploitation du modèle Sol-ION, il serait intéressant de lancer les simulations sur une année entière de données de consommation domestique au lieu de seulement trois mois, toujours à un pas de temps d'échantillonnage faible de l'ordre de la seconde ou de la minute. Au niveau de l'habitat solaire, l'influence de l'inclinaison et de l'orientation du champ PV mériterait d'être étudiée, notamment pour chiffrer les bienfaits d'une orientation plus à l'est et à l'ouest sur la mise en coïncidence de la production PV avec la consommation domestique. Au niveau du véhicule électrique, on pourrait analyser plus consciencieusement l'influence du besoin et de la fréquence de recharge du VE en choisissant un habitat solaire surdimensionné en PV et/ou stockage et à un horaire de recharge en mi-journée plus sujet aux variations de performances qu'en fin de soirée. Un profil de recharge plus élaboré qu'un simple *step-up* de puissance pourra être envisagé, de même qu'un distinguo entre jours de semaine et weekends. Dans le cas d'un surdimensionnement du PV/stockage, l'influence de la recharge à moyenne puissance (15 kW) pourra être analysée par rapport aux performances du système mais surtout par rapport à la limitation en puissance de l'impact réseau via l'écrtage des pics de recharge. Un mode de gestion plus élaboré pourra éventuellement être créé pour plafonner la puissance liée au besoin des charges augmenté du besoin de recharge du VE, de façon à limiter les pics à la puissance contractuelle souscrite par l'utilisateur. Une communication avec le réseau sera aussi possible dans l'idée d'arbitrer les flux d'énergie gérés par Sol-ION selon des contraintes économiques ou techniques imposées par le gestionnaire. En particulier, la possibilité d'une participation du VE dans les flux d'énergie centrés sur le système Sol-ION pourra même être envisagée pour investiguer l'effet positif d'échanges bidirectionnels entre le VE et l'habitat solaire, et ce à travers les interactions de convergence B2G et B2H définies précédemment.

A terme, comme il y a un très grand nombre de paramètres à faire varier dans le modèle pour simuler les effets de l'intégration du VE dans l'habitat solaire, il faudrait s'orienter vers une solution d'optimisation et/ou de plan d'expériences pour mieux faire converger les résultats et analyser leur sensibilité de manière plus automatique et moins empirique. Le fait de changer les paramètres un à un en explorant pas à pas leur influence est bénéfique scientifiquement pour mieux interpréter les phénomènes physiques expliquant l'évolution des pertes aux divers postes de conversion ou de transfert d'énergie et améliorer la conception du système ou de ses stratégies de gestion en conséquence. Cependant, dans une vision plus commerciale appliquée à un usage pratique de Sol-ION, il serait judicieux de systématiser la recherche des extrema globaux/locaux de performances en ciblant le résultat attendu, tantôt axé sur la minimisation des pertes du système, la minimisation du vieillissement de la batterie, la maximisation de l'autonomie ou de l'autoconsommation, la minimisation des pics d'appels de puissance vus par le réseau ou bien encore la combinaison pondérée de tous ces objectifs complémentaires. *In fine*, un débouché commercial intéressant consisterait à pouvoir interpréter les meilleures stratégies de gestion et la meilleure taille de stockage à mettre en œuvre dans un habitat solaire donné, selon la réponse simulée du système et en interaction avec la taille de PV et le profil des charges bien définis représentatifs dudit habitat solaire. Cette analyse du dimensionnement et des stratégies de gestion inhérentes à Sol-ION sera à mettre en regard avec les performances réelles du système et l'évolution temporelle des divers intrants de données constitutifs du modèle. Typiquement, sur toute la durée de vie de l'installation solaire, il est prévisible que la production PV sera impactée à la baisse par le vieillissement des panneaux. De même, les performances de stockage seront impactées par le vieillissement des batteries du stockage stationnaire et du stockage embarqué, la fluctuation la plus importante étant en outre imputable à une évolution prévisible à la hausse du besoin des charges domestiques, ne serait-ce que par l'intégration future du véhicule électrique.

Conclusion

Le développement du modèle de simulation d'un prototype de système de stockage stationnaire baptisé Sol-ION amené à être industrialisé à grande échelle nous a permis d'investiguer la gestion des flux d'énergie entre une installation PV productrice d'électricité et des charges domestiques consommatrices d'électricité, à la convergence entre les pôles constitutifs de l'habitat solaire et l'interface tampon du stockage stationnaire, le tout étant connecté au réseau.

Basé et validé dans un premier temps sur des données annuelles de consommation d'électricité échantillonnées à un pas de temps de 10 minutes avec des résultats satisfaisants en termes de taux d'autonomie (couverture solaire des besoins domestiques) et de taux d'autoconsommation (usage local de la production photovoltaïque), ce modèle a ensuite fait l'objet d'une étude paramétrique mettant en jeu un pas de temps plus faible de l'ordre de la seconde. A chaque fois, la sensibilité des paramètres de simulation a été analysée pour interpréter le fonctionnement du système Sol-ION et en optimiser la stratégie de gestion des flux d'énergie.

Sans remettre en cause les performances d'autonomie et d'autoconsommation indirectes associées à l'usage de batteries de stockage stationnaire, la considération de pas de temps plus faibles a mis en évidence le problème méconnu d'une surestimation des profondeurs de cyclage mises en jeu dans la gestion des flux de puissance transitant par la batterie en charge et en décharge. Le bénéfice d'un moindre vieillissement des batteries stationnaires en usage réel ouvre des perspectives nouvelles et un potentiel d'exploitation important en application photovoltaïque, de même que pour d'autres applications du stockage stationnaire amenées à se développer.

Outre l'étude des performances du système Sol-ION dans le cadre de l'habitat solaire, un bloc de modélisation relatif à la recharge d'un véhicule électrique a été ajouté au modèle pour en évaluer les performances en cas d'intégration de la mobilité électrique aux mœurs et aux usages d'électricité domestiques. À ce titre, une étude paramétrique a été réalisée en faisant varier les paramètres de recharge du véhicule électrique.

La temporalité de la recharge du véhicule électrique s'avère un facteur important de variation des performances du système Sol-ION, l'intégration étant optimale à mi-journée lorsque la production PV est présente. La fréquence et le besoin de recharge s'avèrent aussi primordiaux et suggèrent l'utilité d'une recharge systématique, régulière et peu profonde, pour optimiser l'autoconsommation de la production PV et la couverture solaire de l'habitat solaire et du véhicule électrique.

Références

- [1] Philippe Poggi, « Intégration des systèmes énergétiques à sources renouvelables dans les réseaux électriques insulaires », Mémoire pour l'habilitation à diriger des recherches (HDR), 2007 [[Lien](#)].
- [2] Franck Bourry, "Management of uncertainties related to renewable generation participation in electricity markets", Thèse de doctorat du collège doctoral de Mines ParisTech, 2009.
- [3] C. Clastres *et al.*, "Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production", *Energy*, 35, pp 55-64, 2010 [[Lien](#)].
- [4] R. Baetens *et al.*, "Assessing electrical bottlenecks at feeder level for residential met zero-energy buildings by integrated system simulation", *Applied Energy*, 2012 [[Lien](#)].
- [5] M. Castillo-Cagigal *et al.*, "A semi-distributed electric demand-side management system with PV generation for self-consumption enhancement", *Energy Conversion & Management*, 2011 [[Lien](#)].
- [6] Wei Lu, « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité », Thèse de doctorat, collège doctoral de l'Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG), 2009 [[Lien](#)].
- [7] Y. Ueda *et al.*, "Analytical results of output production restriction due to the voltage increasing of power distribution line in grid-connected clustered PV systems", *IEEE Conference*, 2005 [[Lien](#)].
- [8] M.A. Eltawil *et al.*, "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical potential problems – A review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, pp 112-129, 2010 [[Lien](#)].
- [9] Bundesumweltministerium, "Steuerrechtliche Auswirkungen des Direktverbrauchs von Strom aus Photovoltaikanlagen", *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009* (§33 Abs. 2), 2008 [[Lien](#)].
- [10] Bundesumweltministerium, "Konsolidierte Fassung des Gesetzestextes mit den Änderungen durch das „Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien" (sog. PV-Novelle)", 2011 [[Lien](#)].
- [11] R. Bhandari, I. Stadler, "Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves", *Solar Energy*, 83, pp 1634-1644, 2009 [[Lien](#)].
- [12] M. Bost *et al.* (Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung), "Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik", 2011 [[Lien](#)].
- [13] P. Denholm *et al.*, "Evaluating the limits of solar photovoltaics (PV) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies", *Energy Policy*, 35, 2007 [[Lien](#)].
- [14] M. Castillo-Cagigal *et al.*, "PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector", *Solar Energy*, 85, pp 2338-2348, 2011 [[Lien](#)].
- [15] J.V. Paatero *et al.*, "Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks", *Renewable Energy*, 32, pp 216-234, 2007 [[Lien](#)].
- [16] G. Strbac, "Demand-side management: Benefits and challenges", *Energy Policy*, 36, pp 4419-4426, 2008 [[Lien](#)].
- [17] E. Caamaño-Martín *et al.*, "Autoconsumo de energía solar fotovoltaica con gestión active de la demanda: el sistema Gedelos-FV", *IV Conferencia Latino Americana de Energía Solar y XVII Simposio Peruano de Energía Solar*, Cusco (Peru), 1-5.11.2010 [[Lien](#)].
- [18] G. Notton, P. Poggi, C. Cristofari, "Predicting hourly solar irradiances on inclined surfaces based on the horizontal measurements: Performances of the association of well-known mathematical models", *Energy Conversion and Management*, 47, 13–14, pp 1816-1829, 2006 [[Lien](#)].
- [19] X. Le Pivert *et al.*, "A tool for the 24 hours forecast of photovoltaic production", *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Hamburg (Germany), 21-25.09.2009 [[Lien](#)].
- [20] F. Giraud *et al.*, "Steady-state performance of a grid-connected rooftop hybrid wind-photovoltaic power system with battery storage", *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 16, 2001 [[Lien](#)].
- [21] A. Jossen *et al.*, "Operation conditions of batteries in PV applications", *Solar Energy*, 76, pp 759-769, 2004 [[Lien](#)].
- [22] P. Couffin, M. Perrin, "Le stockage des énergies intermittentes", *Les Clefs du CEA*, n°50/51, Hiver 2004/2005 [[Lien](#)].
- [23] M. Muselli, P. Poggi *et al.*, "PV-hybrid power systems sizing incorporating battery storage: an analysis via simulation calculations", in *Renewable Energy*, 20, pp 1-7, 2000 [[Lien](#)].

- [24] Y. Ueda *et al.*, “Performance analysis of battery-integrated grid-connected residential PV systems”, *21st European PV Solar Energy Conference, Dresden (Germany)*, 4-8 September 2006 [[Lien](#)].
- [25] G. Koepfel *et al.*, “Improving the network infeed accuracy of non-dispatchable generators with energy storage devices”, in *Electric Power Systems Research*, 78, pp 2024-2036, 2008 [[Lien](#)].
- [26] Yann Riffonneau, « Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau », Thèse de doctorat du collège doctoral de INPG, 2009 [[Lien](#)].
- [27] N. Verhaegh *et al.* (KEMA Consulting), “Intelligent E-transportation Management“, *Distributed Generation* (Leonardo ENERGY), Jan. 2010 [[Lien](#)].
- [28] G. Mulder *et al.*, “Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels”, in *Solar Energy*, 84, pp 1284-1293, 2010 [[Lien](#)].
- [29] A. Zahedi *et al.*, “Maximizing solar PV energy penetration using energy storage technology”, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, pp 866-870, 2011 [[Lien](#)].
- [30] C. Darras, M. Muselli *et al.*, “PV output power fluctuations smoothing: The MYRTE platform experience, in *International Journal of Hydrogen Energy*, 37, pp 14015-14025, 2012 [[Lien](#)].
- [31] I. Richardson *et al.*, “A high-resolution domestic building occupancy model for energy demand simulations”, in *Energy and Buildings*, 40, pp 1560-1566, 2008 [[Lien](#)].
- [32] I. Richardson *et al.*, “Domestic lighting: A high-resolution energy demand model”, in *Energy and Buildings*, 41, pp 781-789, 2009 [[Lien](#)].
- [33] I. Richardson *et al.*, “Domestic electricity use: A high-resolution energy demand model”, in *Energy and Buildings*, 42, pp 1878-1887, 2010 [[Lien](#)].
- [34] E. McKenna, I. Richardson *et al.*, “Smart meter data: Balancing consumer privacy concerns with legitimate applications”, in *Energy Policy*, 41, pp 807–814, 2012 [[Lien](#)].
- [35] J. Widén *et al.*, "Constructing load profiles for household electricity and hot water from time-use data – Modelling approach and validation", *Energy and Buildings*, 41, pp 753-768, 2009 [[Lien](#)].
- [36] J. Widén *et al.*, "A combined Markov-chain and bottom-up approach to modeling of domestic lighting demand", in *Energy and Buildings*, 41, pp 1001-1012, 2009 [[Lien](#)].
- [37] J. Widén *et al.*, "Options for improving the load-matching capability of distributed photovoltaics at high latitudes", in *Solar Energy*, 83, pp 1953-1966, 2009 [[Lien](#)].
- [38] J. Widén *et al.*, "Impacts of different data averaging times on statistical analysis of distributed domestic photovoltaics systems", in *Solar Energy*, 84, pp 492-500, 2010 [[Lien](#)].
- [39] J. Widén *et al.*, "A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand", in *Applied Energy*, 87, pp 1880-1892, 2010 [[Lien](#)].
- [40] A. Wright, S. Firth, "The nature of domestic electricity-loads and effects of time averaging on statistics and on-site generation calculations", in *Applied Energy*, 84, pp 389-403, 2007 [[Lien](#)].
- [41] S. Firth, A. Wright *et al.*, “Identifying trends in the use of domestic appliances from household electricity consumption measurements”, in *Energy and Buildings*, 40, pp 926-936, 2008 [[Lien](#)].
- [42] A. Wright, “What is the relationship between built form and energy use in dwellings?”, in *Energy Policy*, 36, pp 4544-4547, 2008 [[Lien](#)].
- [43] M. Coleman, A. Wright, S. Firth *et al.*, “Information, communication and entertainment appliance use – Insight from a household study”, in *Energy and Buildings*, 54, pp 61-72, 2012 [[Lien](#)].
- [44] Projet ANR *Reactiv'Home*, programme *Habisol*, 2009 [[Lien1](#)/[Lien2](#)].
- [45] Zhe Feng, Marion Perrin, rapport interne CEA, “SOL-ION system modeling – Structure of the model, comparison among partners and Guadeloupe case”, 2009.
- [46] M. Lippert, "Residential PV systems combined with energy storage: Sol-ion and other examples", *EU Sustainable Energy Week, PV Network Integration*, Brussels (Belgium), 13.02.2009 [[Lien](#)].
- [47] M. Lippert, "From dispatchability to stability. Energy storage in decentralized electricity grids", in *Cogeneration & On-Site Power Production*, 10 (2), 01.03.2009 [[Lien](#)].
- [48] M. Braun, M. Perrin *et al.*, "PV self-consumption in Germany. Using Li-ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy", *24th PVSEC*, Hamburg (Germany), 21-25.09.2009 [[Lien](#)].

- [49] J.C. Marcel, M. Lippert *et al.*, "Grid-connected PV systems with Li-ion batteries energy storage for daily guaranteed energy during peak power time : results and conclusions from Guadeloupe field tests", *24th PVSEC*, 2009 [[Lien](#)].
- [50] A.U. Schmiegél, M. Lippert *et al.*, "Self-consumption: demand-driven integrated PV system with Li-ion batteries for storage to boost self-consumption", *24th PVSEC*, 2009 [[Lien](#)].
- [51] M. Braun *et al.*, "Activation of energy management in households. The novel local consumption tariff for PV systems and its influence on low voltage distribution grids", *Internationaler ETG-Kongress*, Düsseldorf (Germany), 27-28.10.2009 [[Lien](#)].
- [52] M. Lippert, "Smart energy storage : The Sol-ion project", *4th International Renewable Energy Storage (IRES) Conference*, Berlin (Germany), 24-25.11.2009 [[Lien](#)].
- [53] A. Schmiegél *et al.*, „Das Sol-ion System – Ein System zur Optimierung des Eigenverbrauchs von PV-Strom“, *25th Symposium PV Solarenergie*, Bad Staffelstein (Germany), 03-05.03.2010 [[Lien](#)].
- [54] M. Braun *et al.*, „Charakterisierung von netzgekoppelten PV-Batterie-Systemen. Verfahren zur vereinfachten Bestimmung der Performance“, *25th Symposium PV Solarenergie*, 2010 [[Lien](#)].
- [55] A.U. Schmiegél *et al.*, "The Sol-ion system: an integrated PV system with Li-ion batteries. System performance", *25th PVSEC*, Valencia (Spain), 6-10.09.2010 [[Lien](#)].
- [56] K. Büdenbender *et al.*, "Improving PV integration into the grid. Contribution of multi-functional PV-battery systems to stabilized system operation", *25th PVSEC*, 2010 [[Lien1](#)/[Lien2](#)].
- [57] A.U. Schmiegél *et al.*, "The Sol-ion system : a stationary PV battery system", *5th International Renewable Energy Storage (IRES) Conference*, Berlin (Germany), 22-24.11.2010 [[Lien](#)].
- [58] M. Braun *et al.*, "Grid-Friendly Local Consumption of PV Energy", *5th IRES*, Berlin, 2010 [[Lien](#)].
- [59] M. Lippert, "Smart energy storage improving grid integration of decentralized PV energy", German Embassy, Paris (France), 14.04.2011 [[Lien](#)].
- [60] J. Binder (ZSW), A. Schmiegél (Voltwerk Electronics GmbH), "Experience with Li-battery based PV storage systems", *Energy Storage Conference*, Düsseldorf (Allemagne), 13.03.2012 [[Lien](#)].
- [61] H.-D. Mohring *et al.*, „Erfahrungen bei der Installation und beim Betrieb von PV Speicher- Systemen: Feldtest des Sol-ion Systems in Süddeutschland, Guadeloupe, Martinique und an Forschungsinstituten“, 01.03.2012 [[Lien](#)].
- [62] Nicolas Ballouhey, Boris Berseneff, Camille Grosjean, Begoña Lazpita, Nicolas Martin, Marion Perrin, « Projet Sol-ION : rapport d’avancement annuel », rapports internes CEA, 2011-2012.
- [63] E. Skoplaki *et al.*, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations", in *Solar Energy*, 83, pp 614-624, 2009 [[Lien](#)].
- [64] Enertech, "Review of all existing European monitoring campaigns in households", 2006 [[Lien](#)].
- [65] J. Leloux *et al.*, "Review of the performance of residential PV systems in France", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, pp 1369-1376, 2012 [[Lien](#)].
- [66] D’après « Atlas européen du rayonnement solaire », Commission des communautés européennes.

CONCLUSION GENERALE

Les travaux présentés dans cette thèse traitent le sujet de la valorisation de l'énergie photovoltaïque produite par un habitat résidentiel au travers de l'usage d'une fonction de stockage qui lui permet de satisfaire à la fois le besoin électrique des appareils domestiques conventionnels et celui d'une nouvelle charge non conventionnelle : le véhicule électrique. Via le stockage de l'électricité dans des batteries lithium-ion, les besoins énergétiques de l'habitat solaire et du transport électrique sont mis en convergence, facilitant de fait l'intégration sociale, technique et économique des alternatives durables de production d'énergie et de transport que sont le photovoltaïque et le véhicule électrique.

Avant d'aborder la thématique de la gestion d'énergie par le stockage, nous avons fait l'état des lieux des possibilités de convergence des pôles énergétiques associés à l'habitat solaire, au transport électrique et à la fonction de stockage. Six pôles ont été identifiés : les charges domestiques, le champ photovoltaïque, le réseau électrique, le moteur du véhicule électrique et les systèmes de stockage stationnaire et embarqué présents au sein de l'habitat solaire et du véhicule électrique. Notre première démarche a été d'inventorier l'ensemble des interactions bipolaires possibles pour retenir celles qui sont envisageables à court terme et présentent un intérêt majeur en termes de R&D, tant au point de vue théorique qu'applicatif. Les axes de recherche qui ont été retenus sont : d'une part, la convergence simple représentée par l'étude de l'impact réseau de la recharge du stockage embarqué du véhicule électrique ; d'autre part, la convergence mixte représentée par l'étude des stratégies de gestion d'énergie permises par le stockage stationnaire de l'habitat solaire, pour des flux entre la production photovoltaïque, les charges domestiques, le réseau électrique et le stockage embarqué du véhicule électrique.

Au préalable de l'investigation de ces grands axes de convergence sollicitant le stockage sous ses deux formes, stationnaire et embarqué, nous avons voulu valider l'hypothèse de travail d'une existence future des véhicules électriques à batteries disponibles à échelle industrielle :

- Le lithium-ion sera la technologie de référence à court et moyen terme pour le stockage d'énergie embarqué à bord du véhicule électrique. La disponibilité du lithium comme matière première de l'industrie du véhicule électrique n'est pas problématique à long terme car il y a assez de ressources sur la planète pour alimenter le marché mais sa disponibilité à court terme se heurtera au manque flagrant de capacités de production opérationnelles. Entre temps, elle pourra être très fragilisée par des tensions géostratégiques liées à la concentration des sites d'exploitation classiquement utilisés pour produire le carbonate de lithium utile aux batteries.

- En termes de sécurité et d'autonomie, l'électrode positive au lithium fer phosphate LiFePO_4 s'avère être la mieux adaptée à une application automobile des batteries lithium-ion. L'étude expérimentale de l'influence des paramètres de cyclage sur l'hystérésis observé entre phases de charge et de décharge révèle que la meilleure connaissance des mécanismes d'insertion et de désinsertion des ions lithium dans les matériaux d'électrode permet de mieux modéliser et prévoir les variations d'état de charge du stockage suivant les appels de puissance du moteur.

- L'élaboration du pack de batteries utile à la mobilité électrique suppose le choix d'éléments unitaires satisfaisant le cahier des charges du fabricant automobile au point de vue technique autant qu'économique avec de fortes influences sur les montants des devis selon le volume de production envisagé. Une fois le modèle et le fournisseur choisis, l'assemblage des éléments unitaires de batterie en modules et en pack pose de nombreux problèmes impliquant la mise en œuvre d'un système d'équilibrage électrique et d'un système de régulation thermique.

- En termes de coût total de possession pour l'utilisateur final, la perspective d'un amortissement du prix élevé du véhicule électrique ne pourra se faire qu'à long terme par le biais du concept de seconde vie des batteries de véhicule électrique pour des applications stationnaires. Du fait de l'évolution future à la baisse du prix pour le moment élevé des batteries lithium-ion, il ne semble pas économiquement viable de démonter et de réutiliser les packs à d'autres fins avant une dizaine d'années, d'ici à ce que les coûts de production des batteries se stabilisent. À terme, la seconde vie devra supposer la mise au point de *business plans* bien définis faisant répondre l'offre de stockage aux besoins d'application qu'il s'agit d'identifier, si possible au sein du cycle de production du véhicule électrique, de façon à décrire un cercle plus vertueux. Des considérations d'éco-conception et d'analyse de cycle de vie seront utiles à cet effet pour éviter que le reconditionnement des batteries soit préjudiciables à leur usage en seconde vie.

Désormais assurés du contexte favorable d'une possibilité de développement à court terme de la filière du véhicule électrique, nous avons étudié l'impact de la nature et de la temporalité du besoin énergétique de recharge des véhicules électriques en termes de puissance appelée additionnelle prélevée sur le réseau. Nous nous sommes intéressés tout particulièrement au cas de la Corse dont la structure du parc de production électrique est fortement dépendante de l'énergie fossile et subit la contrainte des difficultés liées à la gestion d'un réseau insulaire. L'analyse de la mobilité des actifs corses sur le trajet domicile-lieu de travail et le postulat de scénarios réalistes liés à l'usage des véhicules électriques ont permis d'analyser la sensibilité de l'impact réseau simulé sur la courbe de charge corse par rapport à 3 facteurs susceptibles d'influer sur le besoin de recharge : le besoin de mobilité, la consommation kilométrique unitaire et la puissance de recharge. L'augmentation du taux de pénétration et de l'autonomie des véhicules électriques induit une augmentation du besoin énergétique global de recharge qui se traduit par un accroissement de la pointe du soir. Pour éviter de générer des pics de puissance appelée encore plus hauts et étroits à ces moments critiques, le mode de recharge à privilégier est la recharge lente, si possible à chaque stationnement du véhicule. La recharge à des puissances supérieures à 10 kW devra être évitée en l'absence d'alimentation autonome telle que celle fournie par une ombrière solaire photovoltaïque. Le développement de sources d'énergie renouvelable en général est fortement conseillé pour réduire la nature carbonée de l'électricité dans une perspective d'intégration du véhicule électrique en Corse.

Pour conclure, dans le cadre du projet Sol-ION, nous avons réalisé, testé et validé un modèle de simulation permettant d'étudier et de comparer les stratégies de gestion d'un système de stockage stationnaire inhérent à un habitat solaire type composé d'un champ photovoltaïque et de charges domestiques. L'intégration de données de consommation électrique domestique réelles échantillonnées à un pas de temps de l'ordre de la seconde a permis d'améliorer la précision du modèle de manière drastique en ce qui concerne les paramètres de cyclage du stockage. À pas de temps réduit, la variation moyenne d'état de charge des batteries s'avère beaucoup plus faible et le nombre de cycles partiels beaucoup plus élevé, améliorant au final les performances et réduisant le vieillissement du stockage. En termes de stratégie de gestion, l'utilisation d'un seuil d'enclenchement en puissance de la batterie permet d'écarter les pics de consommation les plus préjudiciables pour le réseau sans changer les performances en termes d'autoconsommation de la production solaire et de couverture du besoin des charges. Le gestionnaire de réseau aura donc intérêt à créer un cadre économique favorable à l'usage systématique de ce type de stratégie comme caractéristique de série des systèmes de stockage stationnaires disponibles sur le marché. Dans le cadre de l'insertion du véhicule électrique dans l'habitat solaire, la temporalité et la nature du besoin de recharge du stockage embarqué s'avèrent un point critique pour le stockage stationnaire. Son redimensionnement ou celui du champ photovoltaïque sera nécessaire pour pallier un besoin énergétique qui représente un doublement des besoins énergétiques globaux de l'habitat solaire.

INDEX DES TABLES

NB : Le premier chiffre désigne le numéro de chapitre et le second désigne le numéro de figure.

Tab.1-1. Paramètres résultant de l'analyse de cycle de vie du silicium multicristallin	IV
Tab.1-2. Tableau caractéristique du mode de production de l'électricité française	VIII
Tab.2-1. Tableau comparatif des systèmes de stockage et de leurs caractéristiques	23
Tab.2-2. Tableau d'inventaire et potentiel de faisabilité des interactions bipolaires à la convergence entre les pôles énergétiques de l'habitat solaire et du-transport électrique	27
Tab.3-1. Évolution du prix du lithium et impact sur la part du coût du lithium dans le prix des batteries.	XVI
Tab.3-2. Variété de composition en sels minéraux de divers salars d'Atacama.....	XVII
Tab.3-3. Caractéristiques des minerais de roches dures issus des pegmatites riches en lithium	XX
Tab.3-4. Inventaire des gisements et intervalle de ressource estimée correspondant.....	XXI
Tab.3-5. Tableau comparatif des performances des diverses technologies de batterie lithium-ion	62
Tab.3-6. Cahier des charges des performances requises pour le pack de batteries du véhicule étudié	73
Tab.3-7. Traduction du cahier des charges en termes de capacité, densité et régime de courant.....	73
Tab.3-8. Inventaire des performances des 4 modèles de batteries LFP/C commerciales retenus	74
Tab.3-9. Caractéristiques technico-économiques des 4 modèles retenus pour divers volumes de pack	XXXII
Tab.3-10. Spécifications des 4 modèles retenus après réactualisation sur la base des performances mesurées	75
Tab.3-11. Évolution des caractéristiques en énergie des 4 modèles retenus après réactualisation sur la base des performances réelles mesurées à différentes températures	75
Tab.3-12. Inventaire des possibles usages de batterie en seconde vie et caractéristiques associées	XXXVI
Tab.3-13. Inventaire des propriétaires possibles de la batterie au cours de son cycle de vie	82
Tab.3-14. Analyse de l'intérêt des divers acteurs du marché pour la seconde vie de batteries Li-ion	82
Tab.3-15. Tableau récapitulatif des projets de seconde vie des batteries dans le monde	85
Tab.3-16. Tableau de synthèse des contraintes technico-économiques selon l'application de seconde vie envisagée..	XLI
Tab.4-1. Émissions d'une chaudière thermique par unité de chaleur produite.....	94
Tab.4-2. Tableau récapitulatif du parc de production électrique de la Corse en 2010	XLV
Tab.4-3. Évolution de la distribution statistique des usages de mobilité en Allemagne, 1982-2008	103
Tab.4-4. Variation sur une semaine des usages de véhicules personnels en Allemagne, 2010.....	105
Tab.4-5. Statistiques liées au dépouillement et au tri des données de la Corse	112
Tab.4-6. Statistiques liées au comptage des trajets.....	112
Tab.4-7. Distances cumulées totales et moyennes parcourues chaque jour par les actifs corses	XLIX
Tab.4-8. Tableau illustrant la répartition des navetteurs travaillant à Ajaccio et Bastia en fonction de la distance qu'ils ont à parcourir sur leur trajet domicile / lieu de travail.....	115
Tab.4-9. Tableau de résultats du calcul des besoins énergétiques de mobilité des actifs corses pour un taux de pénétration du véhicule électrique dégressif avec la distance à parcourir	117
Tab.4-10. Tableau de valeurs des paramètres de centrage et de variance des lois normales utilisées pour modéliser le foisonnement des recharges de véhicule électrique	118
Tab.4-11. Tableau récapitulatif des variables de calcul d'impact connues et de celles à postuler	124
Tab.4-12. Tableau récapitulatif des variables de calcul d'impact si le taux d'adoption du VE et la distance moyenne parcourue en VE sont homogènes pour tous les actifs corses (S1).....	124
Tab.4-13. Tableau récapitulatif des variables de calcul d'impact si le taux d'adoption du VE et la distance moyenne parcourue en VT sont homogènes pour tous les actifs corses (S2).....	124
Tab.4-14. Tableau récapitulatif des variables de calcul d'impact si le taux de parcours du VE et la distance moyenne parcourue en VE sont homogènes pour tous les actifs corses (S3).....	126
Tab.4-15. Tableau récapitulatif des variables de calcul d'impact si le taux de parcours du VE et la distance moyenne parcourue en VT sont homogènes pour tous les actifs corses (S4).....	126
Tab.4-16. Tableau récapitulatif des variables de calcul d'impact si le taux d'adoption et le taux de parcours du véhicule électrique sont homogènes pour tous les actifs corses (S5).....	126
Tab.4-17. Tableau de valeur des paramètres de calcul d'impact selon les scénarios S0 à S5	125
Tab.4-18. Paramètres de calcul d'impact (scénario I1) et durées de recharge (scénarios P0 à P5).....	LI
Tab.5-1. Résultats de simulation sans stockage d'énergie et avec un plan de production photovoltaïque fidèle à la prévision en fonction de l'erreur de prévision admise.....	LVI
Tab.5-2. Calcul du minimum de capacité de stockage requis pour satisfaire un indice de complétude énergétique impose en fonction de la marge d'erreur de prévision admise.....	LVI

Tab.5-3. Valeurs des flux et du coefficient d'autoconsommation calculés à partir de profils réels mesurés sans stockage sur un jour et sur une semaine, avec ou sans <i>DSM</i>	LVII
Tab.5-4. Valeurs des flux et du coefficient d'autoconsommation calculés à partir de profils réels mesurés avec stockage sur un jour et sur une semaine, avec ou sans <i>DSM</i>	LVII
Tab.5-5. Possibles atteintes à la vie privée liées à la mesure de demande électrique des ménages	LVIII
Tab.5-6. Spécifications d'un élément unitaire VL45E	LXI
Tab.5-7. Expressions du rendement d'un module PV selon la température et l'irradiation	LXII
Tab.5-8. Extrait du fichier d'inventaire des erreurs de mesure des consommations domestiques	LXV
Tab.5-9. Distribution du nombre d'erreurs d'acquisition par fichier de consommation IRISE	LXV
Tab.5-10. Plan d'expériences et répartition des simulations en fonction des paramètres variables	LXV
Tab.5-11. Analyse statistique de 6 868 systèmes photovoltaïques installés en France en fonction de l'inclinaison et de l'orientation ; fraction correspondante de l'énergie maximale produite.....	175
Tab.5-12. Taux d'autonomie du système Sol-ION en fonction des paramètres de simulation choisis	178
Tab.5-13. Valeur et origine des pertes du système Sol-ION en fonction des paramètres de simulation.....	LXVII
Tab.5-14. Variation des pertes du système Sol-ION en fonction du surdimensionnement du stockage	LXVII
Tab.5-15. Variation des pertes de Sol-ION en fonction du changement de site ou de taille du PV	LXVII
Tab.5-16. Données et variation des données de cyclage de Sol-ION selon le paramètre de simulation	LXVIII
Tab.5-17. Influence du pas de temps sur les valeurs issues des fichiers résultats de simulation	LXXII
Tab.5-18. Performances simulées de Sol-ION en fonction du pas de temps des données de consommation.....	LXXII
Tab.5-19. Résultats de simulation de Sol-ION en fonction du seuil d'enclenchement du stockage	LXXIV
Tab.5-20. Données de cyclage de Sol-ION selon le coefficient de seuil pour différents pas de temps	198
Tab.5-21. Performances simulées de Sol-ION selon le coefficient de seuil pour différents pas de temps	198
Tab.5-22. Résultats de simulation de Sol-ION selon la variation d'état de charge moyenne de la batterie.....	LXXV
Tab.5-23. Performances simulées de Sol-ION selon la variation d'état de charge moyenne de la batterie	LXXVI
Tab.5-24. Résultats de simulation de Sol-ION selon la capacité de batterie et la fréquence de recharge	LXXVII
Tab.5-25. Calendrier et jours sélectionnés associés à l'investigation de la fréquence de recharge.....	LXXVII
Tab.5-26. Performances simulées de Sol-ION selon la capacité de batterie et la fréquence de recharge	LXXVIII
Tab.5-27. Résultats de simulation de Sol-ION selon l'horaire de recharge du VE	LXXIX
Tab.5-28. Performances simulées du système Sol-ION en fonction de l'horaire de recharge du VE.....	204

INDEX DES FIGURES

Fig.1-1. Évolution de la demande d'énergie primaire française corrigée des variations climatiques, 2010	III
Fig.1-2. Part des émissions de dioxyde de carbone par secteur d'activité en France, 2005	5
Fig.1-3. Part de la demande d'énergie finale française par secteur et par poste d'un ménage, 2007	5
Fig.1-4. Consommation d'énergie finale des résidences principales par usage, 2009	III
Fig.1-5. Consommation d'électricité spécifique des ménages par usage, 2008	5
Fig.1-6. Énergie principale de chauffage dans le parc de logements, 2006.....	5
Fig.1-7. Structure du transport intérieur de voyageurs en France, 2006.....	5
Fig.1-8. Répartition de la consommation de carburant dans le monde, 2010.....	5
Fig.1-9. Bilan d'exploitation du pétrole conventionnel	III
Fig.1-10. Coûts d'extraction du pétrole non conventionnel	III
Fig.1-11. Schéma illustratif de l'intégration verticale du secteur du solaire photovoltaïque	7
Fig.1-12. Schéma illustratif de l'influence de l'inclinaison sur le flux d'irradiation solaire.....	IV
Fig.1-13. Production simulée pour un champ PV de 3 kWc en Corse par temps nuageux et par temps clair	V
Fig.1-14. Variation sur une année de la production photovoltaïque journalière simulée en Corse.....	V
Fig.1-15. Variation sur une année de l'irradiation solaire hors atmosphère	V
Fig.1-16. Architecture interne d'un véhicule électrique à batteries.....	10
Fig.1-17. Illustration de la constitution étagée d'un pack de batteries pour un véhicule Mitsubishi iMiEV	10
Fig.1-18. Définition des différents types de véhicules électriques	10
Fig.1-19. Emissions de CO ₂ « du puits à la roue » des véhicules électriques et thermiques.....	10
Fig.1-20. Évolution annuelle de la demande d'énergie hebdomadaire corse par moyen de production, 2006	11
Fig.1-21. Comparaison des courbes d'irradiation solaire, de production PV et de tension du réseau	VI
Fig.1-22. Présence des véhicules sur la route en fonction de l'heure de la journée et du type de trajet.....	14
Fig.1-23. Moyenne annuelle de la demande d'électricité journalière française	14
Fig.1-24. Moyenne annuelle de la demande d'électricité journalière corse et impact simulé de la recharge de VE	14
Fig.1-25. Profils et moyens de production pendant une semaine d'automne 2003	VII
Fig.1-26. Prototypage de système de recharge rapide et démonstrateur d'une station d'échange de batteries.....	VIII
Fig.1-27. Epave de Toyota Prius après un feu de batteries A123System.....	VIII
Fig.1-28. Coût total de possession du véhicule ramené à un km parcouru.....	17
Fig.1-29. Schéma quadriptyque des problématiques du véhicule électrique vues par le consommateur final.....	17
Fig.2-1. Schéma illustratif d'un habitat solaire en site isolé.....	X
Fig.2-2. Schéma illustratif d'un habitat solaire en connecté réseau	X
Fig.2-3. Schéma comparatif des étapes de conversion d'énergie pour un véhicule à batteries ou à hydrogène	XI
Fig.2-4. Illustration d'un habitat solaire connecté réseau alimenté en DC et équipé d'un véhicule hybride	XII
Fig.2-5. Inductance supraconductrice	24
Fig.2-6. Volant d'inertie	24
Fig.2-7. Batterie d'accumulateurs nickel-cadmium.....	24
Fig.2-8. Pile à combustible et hydrogène.....	24
Fig.2-9. Supercapacité / supercondensateur.....	24
Fig.2-10. Batterie à circulation d'électrolyte	24
Fig.2-11. Batterie d'accumulateurs sodium-soufre.....	24
Fig.2-12. Schéma de fonctionnement d'un système de stockage d'air comprimé en caverne	XIII
Fig.2-13. Schéma de fonctionnement d'un système de stockage thermique à turbine	XIII
Fig.2-14. Schéma de fonctionnement d'une station de transfert d'énergie par pompage.....	XIII
Fig.2-15. Schéma des pôles de convergence en présence entre l'habitat solaire et le transport électrique	26
Fig.2-16. Schéma de synthèse des interactions bipolaires existantes : G2H, B2M, P2G, G2B, M2B, G2G	28
Fig.2-17. Interconnexion du système électrique français avec les pays d'Europe de l'Ouest.....	30
Fig.2-18. Schéma de synthèse des interactions bipolaires à court terme : P2H, P2S, S2H, G2S, S2G.....	31
Fig.2-19. Répartition par technologie de la puissance installée de stockage d'électricité dans le monde.....	33
Fig.2-20. Synthèse des interactions bipolaires à moyen terme : P2B, B2G, B2B, S2S, S2B, B2S, B2H	34
Fig.2-21. Schéma de synthèse des interactions bipolaires à long terme : G2M, M2G, P2M	38
Fig.2-22. Synthèse des interactions bipolaires impossibles : M2H, S2M, M2S, M2M	40
Fig.2-23. Synthèse des interactions bipolaires mettant en jeu les pôles de la production PV (P) et de l'habitat (H)	41
Fig.2-24. Synthèse des interactions bipolaires mettant en jeu le pôle énergétique du réseau électrique (G)	41
Fig.2-25. Synthèse des interactions bipolaires mettant en jeu le pôle énergétique du stockage stationnaire (S)	42
Fig.2-26. Synthèse des interactions bipolaires mettant en jeu le pôle énergétique du stockage embarqué (B)	42
Fig.2-27. Synthèse des interactions bipolaires mettant en jeu le pôle énergétique du réseau électrique (G)	42
Fig.3-1. Évolution non stationnaire de la série de prix du lithium entre 1970 et 2010.....	48

Fig.3-2. Évolution stationnaire de la série différenciée des prix du lithium entre 1970 et 2010	XV
Fig.3-3. Diagramme d'autocorrélation de la série différenciée typique du modèle économétrique ARIMA(1,1).....	XV
Fig.3-4. Parts de marché des produits commerciaux à base de lithium	XVII
Fig.3-5. Répartition par application du lithium consommé dans le monde en 2007	XVII
Fig.3-6. Distribution du lithium par poste dans les batteries lithium-ion	XVII
Fig.3-7. Évolution récente de la demande de lithium par secteur d'application consommateur	XVII
Fig.3-8. Carte de Kings Mountain et des sites d'extraction adjacents et photo satellite de la mine de Chemetall	XVIII
Fig.3-9. Schéma en coupe de la future mine et du gisement de Quebec Lithium	XVIII
Fig.3-10. Exemple de dispersion géographique de la composition en sels minéraux (ici le bromure) d'un salar	XIX
Fig.3-11. Vues aérienne et satellite des bassins de décantation du salar d'Atacama, au Chili	52
Fig.3-12. Zonalité des filons de pegmatites autour d'un granite et influence de l'érosion	XIX
Fig.3-13. Modèle conceptuel de formation du bassin d'Olaroz.....	XX
Fig.3-14. Champ pétrolier à aquifère et principe de récupération assistée par injection d'eau	XX
Fig.3-15. Synthèse cartographique de la répartition mondiale des gisements de saumures et de minerais lithiés.....	XXII
Fig.3-16. Superposition des gisements de minerais sur la carte géologique mondiale.....	XXIII
Fig.3-17. Superposition des gisements de saumure sur la carte des bassins et lacs endoréiques	XXIV
Fig.3-18. Schéma illustrant les écarts entre diagrammes énergétiques pour divers matériaux lithiés.....	59
Fig.3-19. La disposition des tétraèdres PO_4 et octaèdres FeO_6 de la structure orthorhombique du LiFePO_4	59
Fig.3-20. Schémas illustratifs de la migration des ions lithium dans le LiFePO_4 et énergies associées	59
Fig.3-21. Densités partielles de spin des états FePO_4 et LiFePO_4	XXV
Fig.3-22. Représentation des structures magnétiques pour LiFePO_4 et FePO_4	XXV
Fig.3-23. Vue schématique du mécanisme en cascade de dominos inhérent à une cristallite de LiFePO_4	XXVI
Fig.3-24. Synthèse des modèles d'insertion/désinsertion et transport/migration d'ions lithium dans le LiFePO_4	XXVI
Fig.3-25. Images du résultat de feux accidentels ou volontaires (test abusif) avec une batterie Li-ion classique	61
Fig.3-26. Emballlement thermique en fonction de la température pour divers matériaux d'électrode positive de Li-ion	62
Fig.3-27. Schématisation des étapes successives menant à l'emballlement thermique d'une batterie Li-ion.....	62
Fig.3-28. Caractéristiques en décharge de divers matériaux d'électrode positive de batteries Li-ion	64
Fig.3-29. Évolution de la tension en fonction du SOC pour des cycles de charge / décharge entiers ou partiels.....	64
Fig.3-30. Illustration du calcul mathématique de l'hystérésis en phase de décharge ou de charge	64
Fig.3-31. Cellules prototypes testées : typée puissance cylindrique et typée énergie prismatique	65
Fig.3-32. Appareils de mesure employés pour les cyclages, la mesure de capacité et la mesure d'impédance.....	65
Fig.3-33. Évolution sur 5 cycles de la capacité des cellules typées puissance en tests d'initialisation.....	XXVII
Fig.3-34. Évolution de l'hystérésis en fonction du SOC et variation avec le temps de repos.....	65
Fig.3-35. Évolution des courbes-frontières de l'OCV en fonction du SOC et variation avec le temps de repos.....	XXVII
Fig.3-36. Influence du régime de courant sur l'évolution de l'hystérésis en fonction du temps de repos à 25% de SOC	67
Fig.3-37. Influence de la température sur l'évolution de l'hystérésis en fonction du temps de repos à 25% de SOC.....	67
Fig.3-38. Impact d'un brusque écart de température extérieure sur l'évolution de l'OCV à 25% de SOC	67
Fig.3-39. Tension, courant et capacité en décharge et charge pour l'OCV mesurée à intervalle de 5% de SOC	XXVIII
Fig.3-40. Illustration de l'étude de l'influence du nombre de paliers de SOC à durée de cyclage constante	XXVIII
Fig.3-41. Influence du nombre de paliers intermédiaires de SOC sur l'hystérésis en fonction du temps de repos	68
Fig.3-42. Évolution du potentiel électrochimique de 3 types d'électrodes mettant en jeu une transition de phases..	XXIX
Fig.3-43. Schéma illustratif de la migration et de l'insertion des ions Li^+	XXIX
Fig.3-44. Évolution des courbes-frontières d'OCV échantillonnées à 5% de SOC	XXIX
Fig.3-45. Schéma illustratif de la méthode d'estimation en cascade et circuit électrique équivalent	XXX
Fig.3-46. Courbes caractéristiques à 1C et réponse en tension à un pulse en courant selon le vieillissement	XXX
Fig.3-47. Comparaison des états de charge réel et estimé en simulant une erreur d'initialisation du SOC	XXXI
Fig.3-48. Vues externe et interne du caisson retenu pour le pack de batteries du prototype envisagé.....	XXXII
Fig.3-49. Economies d'échelle possibles pour un nombre de packs de batteries croissant	XXXIII
Fig.3-50. Exemple concret d'assemblage de cellules en pack et dispositif d'évacuation de chaleur associé	77
Fig.3-51. Schéma d'un élément cylindrique et distribution de température	78
Fig.3-52. Schémas de 3 systèmes de gestion thermique d'un pack de batterie	78
Fig.3-53. Arborescence des systèmes d'équilibrage existants et schémas électriques associés.....	XXXIV
Fig.3-55. Schéma de l'origine du concept de seconde vie stationnaire du stockage embarqué	XXXV
Fig.3-56. Schéma du conditionnement étagé de batteries utilisés comme stockage embarqué ou stationnaire	XXXV
Fig.3-57. Les deux géométries de cellule : cylindrique et prismatique	XXXV
Fig.3-58. Exemples de géométries de packs de batteries de véhicules électriques commerciaux.....	XXXVII
Fig.3-59. Évolution de la résistance interne de la batterie en fonction du nombre de cycles à température fixée	XXXVII
Fig.3-60. Évolution de la capacité en fonction de la température à nombre de cycles constant	XXXVII
Fig.3-61. Les 22 usages du stockage stationnaire répertoriés par l'entreprise <i>South California Edison</i>	XXXVIII
Fig.3-62. Rémunération et taille du marché pour les applications du stockage	XXXIX
Fig.3-63. Exemple de carte BMS avec microcontrôleur et système d'équilibrage	XL
Fig.3-64. Etages de briques fonctionnelles mis en jeu dans une carte BMS conventionnelle.....	XL
Fig.3-65. Exemples de cartes électroniques assurant la gestion et l'équilibrage d'un pack de batteries.....	XL

Fig.4-1. Structure de la production d'électricité par énergie en 2007	97
Fig.4-2. Évolution annuelle et par origine de la production hebdomadaire d'électricité en Corse en 2006.....	97
Fig.4-3. Monotone de production électrique de la Corse en 2007.....	XLIII
Fig.4-4. Courbes de charge annuelle et saisonnières de la Corse en 2007	XLIII
Fig.4-5. Courbes de charge extrémales de la France en été et en hiver, 2006/2007.....	XLIII
Fig.4-6. Courbes de charge hivernale et estivale et moyens de production associés en 2010.....	XLIV
Fig.4-7. Courbes de charge maximale et minimale et moyens de production associés, 2010.....	XLIV
Fig.4-8. Distribution horaire des usages du véhicule personnel en fonction de la CSP en Allemagne, 2010.....	105
Fig.4-9. Profil horaire moyen des trajets d'un véhicule thermique sur un jour par usage et diagramme associé	106
Fig.4-10. Perspectives d'évolution du parc de véhicules électriques particuliers, 2010	108
Fig.4-11. Equipement automobile des ménages français en 2008.....	XLV
Fig.4-12. Immatriculations de voitures électriques par mois en France sur 2011	XLV
Fig.4-13. Exemples de <i>fitting</i> par les modèles Fisher-Pry et Gompertz des statistiques de pénétration du marché ...	XLVI
Fig.4-14. <i>Fitting</i> par le modèle Gompertz des statistiques de l'adoption du véhicule thermique, de 1960 à 2030.....	XLVI
Fig.4-15. Capture d'écran avant tri des données de mobilité des premières communes du 2A	XLVII
Fig.4-16. Exemple illustré du recueil des données de distance réelle avec Google Earth.....	XLVII
Fig.4-17. Matrice recueillant les données de distance réelle entre domicile et lieu de travail des actifs corses	XLVIII
Fig.4-18. Schéma conceptuel de la projection cartographique conique conforme de Lambert.....	113
Fig.4-19. Zones de représentation plane de la France issues de la projection de Lambert.....	XLVIII
Fig.4-20. Essai de comparaison des distances réelles et orthodromiques à des fins de modélisation	XLIX
Fig.4-21. Évolution de l'écart entre la distance réelle et orthodromique en fonction de la distance réelle.....	L
Fig.4-22. Évolution de l'écart entre la distance réelle et orthodromique en fonction de la distance orthodromique.....	L
Fig.4-23. Diagramme de répartition des navetteurs vers Ajaccio et Bastia selon la distance à parcourir	115
Fig.4-24. Répartition horaire des actifs corses sélectionnés lorsqu'ils rechargent leur véhicule à chaque arrêt.....	119
Fig.4-25. Puissance appelée les actifs corses sélectionnés selon 3 scénarios distincts en recharge lente	119
Fig.4-26. Aperçu du fichier Excel et de la formule de distribution normale des navetteurs par catégories	120
Fig.4-27. Aperçu du fichier Excel pour l'élaboration des profils de charge journaliers moyens ou unitaires	121
Fig.4-28. Puissance appelée par les usagers en recharge lente pour trois profils de charge de la Corse.....	122
Fig.4-29. Variation d'impact réseau sur la courbe journalière moyennée sur l'année en fonction du besoin énergétique global pour des VE en recharge lente selon trois scénarios distincts	129
Fig.4-30. Variation d'impact réseau sur la courbe journalière minimale sur l'année en fonction du besoin énergétique global pour des VE en recharge lente selon trois scénarios distincts	130
Fig.4-31. Variation d'impact réseau sur la courbe journalière moyennée sur l'année en fonction de la consommation kilométrique pour des VE en recharge lente selon trois scénarios distincts	132
Fig.4-32. Variation du profil de puissance appelée sur une journée par les actifs corses si l'on passe d'une recharge lente à une recharge rapide à chaque stationnement	LI
Fig.4-33. Variation d'impact réseau sur la courbe journalière moyennée sur l'année en fonction de la puissance de recharge globale pour des VE en recharge lente selon trois scénarios distincts.....	134
Fig.4-38. Influence de la puissance de charge sur l'impact réseau pour un besoin exprimé le soir en heure pleine un jour de demande maximale et la nuit en heure creuse un jour de demande minimale.....	135
Fig.5-1. Configuration des composants du système hybride PV/éolien étudié et convertisseurs associés	LIII
Fig.5-2. Illustration de la perte d'exploitation du PV (zone grisée) liée aux seuils de charge de la batterie.....	LIII
Fig.5-3. Schéma illustratif de la hausse de tension liée à l'intégration du PV sur le réseau de distribution	LIII
Fig.5-4. Productible de référence, production du système, production injecté sur le réseau et coefficient de performance avec et sans batterie	LIV
Fig.5-5. Taux de perte journalier dus aux hautes tensions du réseau pour des systèmes PV sans batterie	LIV
Fig.5-6. Taux de perte liés à la tension du réseau selon le jour de la semaine et le productible attendu.....	LIV
Fig.5-7. Répartition du productible PV dans un système dimensionné pour stocker 8h de demande moyenne	145
Fig.5-8. Configuration d'injection du PV sur le réseau à un prix net égal à 1,25 fois le coût de base de production....	145
Fig.5-9. Paramétrage des valeurs du facteur d'usage en fonction de l'état de charge du système de stockage	LV
Fig.5-10. Illustration du choix délibéré d'un profil de production planifié supérieur au profil de production prévu pour réduire l'état de charge du système de stockage associé	LV
Fig.5-11. Évolution de l'indice de complétude avec la capacité de stockage et l'horizon de prévision	LVI
Fig.5-12. Évolution de l'indice de complétude avec la longueur de la série de données temporelles	LVI
Fig.5-13. Profil d'évolution du prix de l'électricité sur une journée	147
Fig.5-14. Profil de production PV disponible et profil de consommation domestique estimé.....	147
Fig.5-15. Plan de production optimal allouant les sources aux charges	147
Fig.5-16. Système de supervision proposé pour la gestion de l'énergie dans le système PV hybride étudié	149
Fig.5-17. Topologie à courant alternatif (AC) du système installé dans l'habitat solaire connecté réseau.....	149
Fig.5-18. Schéma des flux d'énergie centrés sur le bus bar AC et mettant en jeu les batteries de stockage.....	152
Fig.5-19. Flux d'énergie et pertes du stockage en fonction de sa capacité en absence et en présence de <i>DSM</i>	152
Fig.5-20. Évolution de la valeur du coefficient d'autoconsommation ξ et des valeurs absolue et relative de sa variation	

$\Delta\zeta$ en fonction de la capacité de stockage des batteries.....	152
Fig.5-21. Flux d'énergie réels mesurés sur une journée sans stockage, avec et sans <i>DSM</i>	LVII
Fig.5-22. Flux d'énergie réels mesurés sur une journée avec stockage, avec et sans <i>DSM</i>	LVII
Fig.5-23. Résultats de simulation obtenus par agrégation des profils de charge unitaires d'appareils électriques pondérés par les profils d'occupation active d'un logement anglais modélisé pour un jour d'hiver.....	153
Fig.5-24. Comparaison des données simulées et réelles pour un jour de semaine.....	153
Fig.5-25. Comparaison des demandes mensuelles moyennes tirées des modèles de Stokes et de Richardson.....	LVIII
Fig.5-26. Évolution de la puissance maximale coïncidente appelée selon le nombre de logements étudiés.....	LVIII
Fig.5-27. Données de consommation d'un foyer échantillonnées par intervalles de 1 min.....	LIX
Fig.5-28. Données de consommation d'un foyer échantillonnées à 5 min sur un jour représentatif.....	155
Fig.5-29. Demande totale annuelle par groupe d'appareils électriques pour chaque logement instrumenté.....	LIX
Fig.5-30. Exemple de profils d'utilisation d'appareils vidéo mesurés dans une même maison sur 3 semaines.....	LIX
Fig.5-31. Profil de charge d'un foyer échantillonné à un pas de temps de 1 min et 30 min.....	157
Fig.5-32. Profil de charge d'un foyer échantillonné à 1 min et 30 min, un jour de semaine, en décembre.....	157
Fig.5-33. Schéma illustrant le partenariat franco-allemand et les soutiens financiers du projet Sol-ION.....	LX
Fig.5-34. Vue schématique du système Sol-ION intégré à l'habitat solaire.....	LX
Fig.5-35. Equivalent physique du schéma du système Sol-ION et inventaire des flux d'énergie entre pôles.....	161
Fig.5-36. Vue externe du système Sol-ION, tableau électrique et schéma des flux associés.....	161
Fig.5-37. Vue interne du système Sol-ION et photo d'un pack à 6 modules avec BMS.....	161
Fig.5-38. Schéma en perspective des 14 éléments composant le module conçu par Saft pour Sol-ION.....	LXI
Fig.5-39. Tension de cellule unitaire en fonction de la capacité pour des décharges à courant constant.....	LXI
Fig.5-40. Tension du pack Sol-ION (4 modules) en fonction du SOC pour des décharges à courant constant.....	LXI
Fig.5-41. Schéma simplifié de l'électronique de puissance du convertisseur C1.....	163
Fig.5-42. Photo de l'intérieur d'un prototype du convertisseur C3.....	163
Fig.5-43. Évolution du rendement de C1 en fonction de la puissance PV pour diverses tensions d'entrée.....	163
Fig.5-44. Schéma du système Sol-ION et détail des éléments composant son architecture électrique.....	163
Fig.5-45. Schéma du système Sol-ION et distribution du contenu du modèle.....	167
Fig.5-46. Page d'accueil de l'interface graphique du modèle Sol-ION avec ses sous-éléments.....	168
Fig.5-47. Exemple de calcul du point de puissance maximum pour un module de 75 Wc.....	LXII
Fig.5-48. Fichier résultat obtenu après simulation sur 3 mois d'un système Sol-ION installé en Corse.....	LXIII
Fig.5-49. Dates de début d'enregistrement des données de consommation IRISE.....	LXIV
Fig.5-50. Durée d'enregistrement des données de consommation IRISE.....	LXIV
Fig.5-51. Besoin énergétique annuel moyen des 98 maisons de la campagne de mesures IRISE.....	LXIV
Fig.5-52. Distribution du nombre de valeurs nulles enregistrées par interruption d'acquisition de mesure.....	LXV
Fig.5-53. Évolution du taux d'autoconsommation de 88 maisons IRISE en fonction de leur consommation annuelle.....	176
Fig.5-54. Évolution du taux d'autonomie de 88 maisons IRISE en fonction de leur consommation annuelle.....	176
Fig.5-55. Influence du nombre de modules de batteries et de la taille du champ PV sur le taux de couverture solaire global permis par le système Sol-ION.....	LXVI
Fig.5-56. Moyennes des taux d'autonomie des maisons IRISE selon le site, les tailles de stockage et de PV.....	178
Fig.5-57. Répartition des pertes du système Sol-ION, liées de bas en haut : aux convertisseurs C1, C2, C3 en entrée de batterie, C3 en sortie de batterie et à la batterie.....	LXVII
Fig.5-58. Nombre de cycles équivalents et variation d'état de charge moyenne subis par Sol-ION.....	LXVIII
Fig.5-59. Taux d'autonomie et d'autoconsommation simulés en Corse.....	LXIX
Fig.5-60. Taux d'autonomie et d'autoconsommation simulés en Guadeloupe.....	LXIX
Fig.5-61. Profil de rendement du convertisseur C3 et évolutions parallèles de la tension de batterie et du courant qui y transite pour un mode de fonctionnement qui favorise l'autoconsommation.....	186
Fig.5-62. Profils des puissances appelée par les charges, produite par le champ PV et fournie par Sol-ION et évolutions parallèles du SOC de la batterie et de la puissance qui y transite pour un mode qui favorise l'autoconsommation.....	186
Fig.5-63. Profils des puissances mises en jeu par Sol-ION en l'absence d'enclenchement sur seuil.....	187
Fig.5-64. Profils des puissances mises en jeu par Sol-ION en présence d'enclenchement sur seuil.....	187
Fig.5-65. Comparaison des performances de gestion d'énergie en termes de durée et niveau de puissance des pics de consommation appelés sur le réseau avec ou sans Sol-ION, avec ou sans enclenchement sur seuil.....	LXX
Fig.5-66. Comparaison des performances de gestion d'énergie en termes de durée et niveau de puissance des pics de consommation appelés sur le réseau avec ou sans PV, en fonction du seuil d'enclenchement de Sol-ION.....	LXXI
Fig.5-67. Monotone de puissance appelée par les charges de la maison avec ou sans système PV et Sol-ION.....	LXXI
Fig.5-68. Schéma explicatif du lissage des appels de puissance lié à un pas de temps plus élevé.....	191
Fig.5-69. Influence du pas de temps des données sur le profil de consommation électrique pour un jour typique.....	191
Fig.5-70. Influence du pas de temps d'échantillonnage sur les puissances mises en jeu par les composants du système Sol-ION pour un jour d'ensoleillement parfait.....	193
Fig.5-71. Influence du pas de temps d'échantillonnage sur les puissances mises en jeu par les composants du système Sol-ION pour un jour d'ensoleillement mauvais.....	194
Fig.5-72. Évolution des résultats de simulation selon le pas de temps pour le bloc stockage de Sol-ION.....	LXXIII
Fig.5-73. Courbes illustrant l'impact de l'horaire de recharge vis-à-vis du profil de charge ou de production....	LXXVIII

NOMENCLATURE

Unités de mesure

<i>A</i>	<i>Ampère</i>
<i>Ah</i>	<i>Ampèreheure</i>
<i>c€</i>	<i>Centimes d'euros</i>
<i>g</i>	<i>Gramme</i>
<i>GJ</i>	<i>Gigajoule</i>
<i>GW</i>	<i>Gigawatt</i>
<i>GWh</i>	<i>Gigawattheure</i>
<i>h</i>	<i>Heure</i>
<i>J</i>	<i>Joule</i>
<i>kg</i>	<i>Kilogramme</i>
<i>km</i>	<i>Kilomètre</i>
<i>kVA</i>	<i>Kilovolt-ampère</i>
<i>kW</i>	<i>Kilowatt</i>
<i>kWc</i>	<i>Kilowatt-crête</i>
<i>kWh</i>	<i>Kilowattheure</i>
<i>L</i>	<i>Litre</i>
<i>mΩ</i>	<i>Milliohm</i>
<i>mAh.g⁻¹</i>	<i>Milliampèreheure par gramme</i>
<i>min</i>	<i>Minute</i>
<i>mm</i>	<i>Millimètre</i>
<i>ms</i>	<i>Milliseconde</i>
<i>Mt</i>	<i>Million de tonnes</i>
<i>Mtep</i>	<i>Millions de tonnes équivalent pétrole</i>
<i>mV</i>	<i>Millivolt</i>
<i>MW</i>	<i>Mégawatt</i>
<i>MWh</i>	<i>Mégawattheure</i>
<i>ppb</i>	<i>Parties par milliard</i>
<i>ppm</i>	<i>Parties par million</i>
<i>s</i>	<i>Seconde</i>
<i>t</i>	<i>Tonne</i>
<i>tep</i>	<i>Tonne équivalent pétrole</i>
<i>TW</i>	<i>Térawatt</i>
<i>TWh</i>	<i>Térawattheure</i>
<i>V</i>	<i>Volt</i>
<i>W</i>	<i>Watt</i>
<i>Wh</i>	<i>Wattheure</i>

Acronymes d'entités officielles

<i>ADEME</i>	<i>Agence Départementale de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie</i>
<i>AIE / IEA</i>	<i>Agence Internationale de l'Energie / International Energy Agency</i>
<i>ANFA</i>	<i>Association Nationale des Fabricants Automobiles</i>
<i>CCFA</i>	<i>Comité des Constructeurs Français d'Automobiles</i>
<i>CEA</i>	<i>Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives</i>
<i>CEREN</i>	<i>Centre d'Etudes et de Recherches Economiques sur l'Energie</i>
<i>CGDD</i>	<i>Commissariat Général du Développement Durable</i>
<i>CNRS</i>	<i>Centre National de la Recherche Scientifique</i>
<i>CRE</i>	<i>Commission de Régulation de l'Energie</i>
<i>DGEMP</i>	<i>Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières</i>
<i>DIGEC</i>	<i>Direction du gaz, de l'électricité et du charbon</i>
<i>EDF</i>	<i>Electricité de France</i>
<i>ENEA</i>	<i>Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente</i>
<i>ENEL</i>	<i>Ente Nazionale per l'Energia Elettrica</i>
<i>ENS</i>	<i>Ecole Normale Supérieure</i>
<i>EPRI</i>	<i>Electric Power Research Institute</i>
<i>ERDF</i>	<i>Électricité Réseau Distribution France</i>
<i>IEEE</i>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>

IFP	Institut Français du Pétrole
IGN.....	Institut Géographique National
INERIS	Institut national de l'environnement industriel et des risques
INES	Institut National de l'Energie Solaire
INSEE.....	Institut national de la statistique et des études économiques
ISEA	Institut für Stromrichterstechnik und Elektrische Antriebe
IWES	Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
MEEDDM	Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement durable et de la Mer
NREL.....	National Renewable Energy Laboratory
PVPS.....	Photovoltaics Power Systems Programme
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
SAFT	Société d'Accumulateurs Ferroviaires de Traction
SATIE	Systèmes et Applications des Technologies de l'Information et de l'Energie
SEI.....	Système Electriques Insulaires
SIVU.....	Syndicat Intercommunal à Vocation Unique
SNCF.....	Société Nationale des Chemins de Fer français
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
UMR.....	Unité Mixte de Recherche
USGS.....	United States Geological Survey
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff

Sigles et abréviations en anglais

AC	Alternative Current
AM.....	Air Mass
ARC.....	Accelerating Rate Calorimeter
ARIMA	Autoregressive integrated moving average
B2B.....	Battery to Battery
B2G	Battery to Grid
B2H	Battery to House
B2M	Battery to Motor
B2S.....	Battery to Stationary
BMS.....	Battery Management System
CAES.....	Compressed Air Energy Storage
CED	Cumulative Energy Demand
DC.....	Direct Current
DMC.....	Dimethyl Carbonate
DOD.....	Depth of Discharge
DSM	Demand-Side Management
EC	Ethylene Carbonate
EIF	Energy Index of Fulfilment
EIS.....	Electrochemical Impedance Spectroscopy
EIU.....	Energy Index of Unfulfilment
EKF.....	Extended Kalman Filter
EMS.....	Energy Management System
EPBT.....	Energy Pay-Back Time
EV.....	Electric Vehicle
FACTS.....	Flexible Alternating Current Transmission System
G2B.....	Grid to Battery
G2G.....	Grid to Grid
G2H.....	Grid to House
G2M	Grid to Motor
G2S.....	Grid to Stationary
GPS	Global Positioning System
GWP.....	Global Warming Potential
HAVC.....	High Voltage Alternating Current
HEV.....	Hybrid Electric Vehicle
JV	Joint-Venture
LCO.....	Lithium Cobalt Oxide
LMO.....	Lithium Manganese Oxide
M2B.....	Motor to Battery
M2G	Motor to Grid

MPPT	Maximum Power Point Tracking
OCV	Open-Circuit Voltage
P2B	Production to Battery
P2G	Production to Grid
P2H	Production to House
P2M	Production to Motor
P2S	Production to Stationary
PC	Propylene Carbonate
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle
S2B	Stationary to Battery
S2G	Stationary to Grid
S2H	Stationary to House
S2S	Stationary to Stationary
SC	Self-Consumption / Autoconsommation
SEI	Solid Electrolyte Interface
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOC	State-of-Charge
SOH	State-of-Health
SOF	State-of-Fonction
SST	Solid State Transformer
UPS	Uninterruptible Power Supply
V2B	Vehicle to Building
V2G	Vehicle to Grid
V2H	Vehicle to House

Sigles et abréviations en français

ACV	Analyse de Cycle de Vie
AIC	Appareils Indépendants de Chauffage
BBC	Bâtiment Basse Consommation
CSC	Captage et Stockage du CO2
d.o.	Degré d'Oxydation
DR	Distance réelle
DVO	Distance à vol d'oiseau
ECS	Eau Chaude Sanitaire
GNV	Gaz Naturel de Véhicule
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
IHM	Interface Homme-Machine
LFP/C	Lithium Fer Phosphate / Carbone graphite (LiFePO ₄ /C)
LMP	Lithium Métal Polymère
MDE	Maîtrise de la Demande d'Energie
NCA	Oxydes mixtes Nickel/Cobalt/Aluminium
NMC	Oxydes mixtes Nickel/Manganèse/Cobalt
PAC	Pile à Combustible
PEC	Paquet Energie Climat
PPI	Plan Pluriannuel d'Investissements
PV	Photovoltaïque
R&D	Recherche et Développement
SDHT	Système de Distribution électrique Haute Tension
STEP	Station de Transfert d'Energie par Pompage
TAC	Turbine à combustion
TIC	Technologies d'Information et de Communication
VE	Véhicule électrique
VT	Véhicule thermique

ACTIVITES ET TRAVAUX DE THESE

Encadrement de stages :

- Pamela Alejandra Herrera Miranda (29 ans, bolivienne), en master 2 “Stratégies énergétiques” à Mines ParisTech.
→ stagiaire encadrée au CEA-INES du 01/07/2010 au 17/12/2010.
- Philipp Haberschusz (26 ans, allemand), *Hilfswilliger* en licence d’Electrotechnique à l’Université RWTH Aachen.
→ stagiaire encadré à l’ISEA du 18/10/2008 au 28/02/2009.

Participation à des conférences, congrès ou colloques :

- C. Grosjean, P. Poggi, M. Perrin, « Usages de batteries Li-ion comme fonction de stockage de l’électricité à la convergence des besoins énergétiques de l’habitat solaire et du transport électrique », Doctoriales de Grenoble, à Autrans, du 25 au 30 Mars 2012 (poster en français).
- C. Grosjean, M. Perrin, « Le stockage d’électricité à la convergence des besoins de l’habitat et du transport », Journées annuelles de la section électrotechnique du Club EEA sur le thème « Bâtiment-énergie : quelles contributions du génie électrique ? », à Gennevilliers, sur le site de l’université de Cergy, le 16 Mars 2012 (abstract, oral et diaporama en français).
- C. Grosjean, O. Wiss, M. Perrin, P. Poggi, « Impact sur le réseau de la recharge des véhicules électriques : cas d’étude de trajets domicile-lieu de travail en Corse », Journée du doctorant, à Corte, le 30 Juin 2011 (poster en français).
- C. Grosjean, M. Perrin, P. Poggi, “Assessment of world lithium resources and consequences on the expected development of electric vehicle industry”, Advanced Battery Development for Automotive and Utility Applications and their Electric Power Grid Integration, à Aachen, le 2 Mars 2011 (oral en allemand ; abstract et diaporama en anglais).
- C. Grosjean, O. Wiss, M. Perrin, P. Poggi, “Impact of electric vehicle charging on an interconnected island power grid: case study of commuting in Corsica”, Electric Vehicles & Renewables Energies EVER’10, à Monaco, le 26 Mars 2010 (oral et diaporama en anglais).

Publications dans des journaux à comité de relecture :

Acceptées :

- C. Grosjean, P. Herrera Miranda, M. Perrin, P. Poggi, “Assessment of world lithium resources and consequences of their geographic distribution on the expected development of the electric vehicle industry”, Renewable & Sustainable Energy Reviews, April 2012.

En révision :

- C. Grosjean, O. Wiss, M. Perrin, P. Poggi, “Potential grid-impact of electric vehicle recharge: A case study of commuting in Corsica Island, France”, Journal of Power Sources.

Rapports internes à diffusion restreinte :

Comme auteur :

- « Projet 2nd Life - Applications stationnaires des batteries Li-ion après usage en véhicule électrique à horizon 2020 », 2009.
- « Projet Forewheel - Benchmarking d’éléments Li-ion commerciaux de technologie C/LiFePO4 », 2009.
- « Analyse de Cycle de Vie de batteries Li-ion pour véhicule électrique - Inventaire des ressources, procédés et entreprises intervenant dans la phase d’extraction de la filière lithium », 2011.

Comme contributeur :

- « Projet Forewheel - Résultats du benchmarking réalisé sur 4 fournisseurs commerciaux C/LFP présélectionnés », 2009.
- « Projet Sol-ION : rapports d’avancement annuel », 2011-2012.

RESUME / ABSTRACT

A l'avenir, les secteurs du transport et du résidentiel-tertiaire feront l'objet de contraintes de plus en plus sévères en ce qui concerne la consommation d'énergie et l'émission de polluants. Dans le domaine du transport, la hausse régulière du trafic et l'augmentation du poids et de la puissance des véhicules thermiques ont été plus significatives que la baisse de consommation des moteurs, contribuant à accroître un peu plus leurs empreintes énergétique et écologique. Dans l'habitat, la consommation d'énergie et les émissions liées ont fortement augmenté avec la croissance des besoins en électricité spécifique, le confort et la technologie exigeant plus d'énergie que par le passé malgré une baisse des usages liés à la cuisson et au chauffage.

Avec cette thèse sur le stockage de l'électricité, une pierre se voit ajoutée à l'édifice naissant des alternatives durables à un modèle énergétique en disgrâce. Plus précisément, sont étudiés dans ce mémoire les différents usages de batteries lithium-ion utilisées comme fonction de stockage d'énergie à la convergence des besoins de l'habitat solaire et du transport électrique. Derrière le terme "habitat solaire", on entend une maison particulière équipée en toiture d'une installation de panneaux photovoltaïques. Derrière le terme "transport électrique", on entend à la fois la mobilité électrique de véhicules électriques et le transport d'électricité sur le réseau.

Après une présentation du cadre contextuel et des champs d'étude de la thèse, un balayage du sujet permet de dégager certains axes de recherche directement exploitables et valorisables. L'hypothèse de base d'une viabilité technico-économique du véhicule électrique est validée. L'inventaire systématique des interactions de convergence entre les pôles de l'habitat solaire et du transport électrique permet d'isoler des cas concrets d'usages convergents du stockage de l'électricité qui feront référence dans le domaine de l'énergétique. Le cœur de thèse traite de l'amélioration de l'autoconsommation de la production solaire photovoltaïque par les charges domestiques et le véhicule électrique. Des applications concrètes à la Corse sont présentées.

In the next few years, transportation and residential sectors will be targeted by more severe constraints in terms of energy consumption and pollution emission. As far as transport is concerned, the constant increase of traffic and the heavier weight and power of thermal vehicles overpassed the benefits gained through the drop of unit fuel consumption of internal combustion engines, thus worsening further more the energy and carbon footprint of vehicles. As far as households are concerned, energy uses and related emissions have steeply increased with the growth of specific energy needs linked to more comfort and technology, the drop of cooking and heating energy uses being unable to compensate this energy-greedy trend.

This thesis aims at paving the way for sustainable alternatives to an energy model that falls into disgrace. Hereafter are thus studied the different ways of using lithium-ion batteries as an energy storage function at the converging needs of solar households and electric transport. If "solar household" stands for an individual house equipped with photovoltaic (PV) panels, the "electric transport" expression stands in the mean time for the electric mobility with electric vehicles and for the transport of electricity in the grid.

After presenting the general context and study fields of the thesis, an overview of the subject permits to bring out the main lines of research that can be directly exploited and valued. Basically, the main hypothesis of any electric vehicles existence in a near future is validated. The systematic inventory of converging interactions between the poles of solar household and those of electric transport enabled us to isolate concrete converging usages of energy storage that we stand out as landmarks in the field of energetics. The heart of the thesis thus focuses on the improvement of PV self-consumption to favor autonomy and make domestic loads and electric vehicle less grid-dependent. Along this process, applications to Corsica are tackled.

ANNEXES

Chapitre 1